



Bruksela, dnia 2.8.2016 r.  
C(2016) 4944 final

<p>W opublikowanej wersji niniejszej decyzji pominięto niektóre informacje zgodnie z przepisami art. 30 i 31 rozporządzenia Rady (UE) 2015/1589 z dnia 13 lipca 2015 r. ustanawiającego szczegółowe zasady stosowania art. 108 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, dotyczącymi nieujawniania informacji objętych tajemnicą zawodową. Pominięte fragmenty oznaczono symbolem: [...].</p>	<p style="text-align: center;"><b>WERSJA UPUBLICZNIONA</b></p> <p>Niniejszy dokument został udostępniony wyłącznie w celach informacyjnych.</p>
--	---

**Przedmiot: Pomoc państwa SA.37345 (2015/NN) – Polska**  
**Polski system świadectw pochodzenia w celu wsparcia odnawialnych źródeł energii i zmniejszenia obciążeń związanych z OZE dla odbiorców energochłonnych**

Szanowny Panie Ministrze!

**1. PROCEDURA**

- (1) W dniu 11 września 2013 r. Polska zgłosiła Komisji planowany środek wsparcia dla odbiorców energochłonnych mający na celu częściowe zwolnienie ich z opłat przeznaczonych na finansowanie systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE).
- (2) Na wniosek Komisji Polska przedstawiła dodatkowe informacje w pismach z 7 stycznia 2014 r., 27 lutego 2014 r., 13 czerwca 2014 r., 2 września 2014 r., 15 grudnia 2014 r., 27 lutego 2015 r., 26 sierpnia 2015 r., 14 września 2015 r., 16 września 2015 r., 20 października 2015 r., 4 listopada 2015 r., 14 grudnia 2015 r.,

Jego Ekscelencja  
Pan Witold WASZCZYKOWSKI  
Minister Spraw Zagranicznych  
Al. J. Ch. Szucha 23  
00-580 Warszawa  
POLSKA

14 stycznia 2016 r., 27 stycznia 2016 r., 14 marca 2016 r. i 29 marca 2016 r. Odbył się również szereg spotkań i telekonferencji z przedstawicielami polskich władz (w dniach 21 maja 2014 r., 20 czerwca 2014 r., 9 listopada 2014 r., 22 stycznia 2015 r., 29 maja 2015 r., 15 lipca 2015 r., 17 września 2015 r., 23 października 2015 r., 1 marca 2016 r.).

- (3) Polskie władze poinformowały, że w ich opinii nie można uznać za pomoc państwa ani systemu wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z OZE opartego na świadectwach pochodzenia (zwanego dalej „systemem ŚP”), ani zmniejszenia obciążeń wynikających z ciążącego na użytkownikach energochłonnych obowiązku przedstawiania świadectw pochodzenia energii z OZE. Dlatego władze polskie dokonały zgłoszenia tego środka wspierającego odbiorców energochłonnych wyłącznie w celu uzyskania pewności prawa. Niemniej, na wniosek Komisji Polska przedstawiła informacje dotyczące ostatecznej zgodności obu środków z rynkiem wewnętrznym.
- (4) Zgodnie z orzecznictwem w sprawie PreussenElektra<sup>1</sup> oraz dotychczasową praktyką Komisji władze polskie uważają, że system ŚP nie stanowi pomocy państwa, ponieważ nie wiąże się on z przeniesieniem zasobów państwa. Władze polskie uważają, że orzecznictwo w sprawie holenderskiego systemu NO<sub>x</sub><sup>2</sup> nie ma zastosowania w przypadku polskiego systemu ŚP, ponieważ świadectwa pochodzenia są jedynie oficjalnymi dokumentami stwierdzającymi zgodność z określonymi wymogami i nie mogą zostać sprzedane lub sprzedane na aukcji przez państwo.
- (5) W dniu 9 sierpnia 2013 r. do Komisji wpłynęła skarga od wytwórcy energii ze źródeł odnawialnych w sprawie pomocy przyznawanej zakładom współspalania i starym elektrowniom wodnym w Polsce. Skargę zarejestrowano pod sygnaturą SA. 37224 (2013/CP) Polski system ŚP dla zakładów współspalania węgla. W dniu 15 lipca 2014 r. Komisja otrzymała od czterech organizacji ekologicznych informację rynkową dotyczącą tego środka, którą dołączono do akt tej samej sprawy, SA. 37724.

## **2. SZCZEGÓŁOWY OPIS ŚRODKÓW**

### **2.1. System ŚP w celu wsparcia wytwórców energii ze źródeł odnawialnych**

#### *2.1.1. Zakres*

- (6) Polskie władze, w celu spełnienia obowiązków wynikających z prawa UE, w szczególności z dyrektyw 2001/77/WE<sup>3</sup> i 2009/28/WE<sup>4</sup>, ustanowiły system

---

<sup>1</sup> C-379/98 PreussenElektra, EU:C:2001:160.

<sup>2</sup> C-279/08 P Komisja/Niderlandy, EU:C:2011:551.

<sup>3</sup> Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych (Dz.U. L 282 z 27.10.2001, s. 33).

<sup>4</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. L 140 z 5.6.2009, s. 16).

wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej z OZE oparty na świadectwach pochodzenia (system ŚP), który wszedł w życie w dniu 1 października 2005 r. Nakłada on na określone podmioty obowiązek nabywania świadectw pochodzenia wydawanych dla energii elektrycznej wytwarzanej z OZE.

- (7) Władze polskie poinformowały, że dotychczasowa dynamika rozwoju OZE w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego jest zgodna z założeniami rządu przyjętymi w polityce energetycznej Polski do 2030 r. oraz w Krajowym planie działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, a nawet nieznacznie przekracza założone wielkości w zakresie zainstalowanej mocy. W latach 2005-2012 udział energii elektrycznej z OZE w zużyciu energii elektrycznej brutto zwiększył się z 2,58 % do 10,6 %, a udział energii z OZE w całkowitej wartości zużycia energii pierwotnej wzrósł z 5,8 % do 11,7 %.

#### *2.1.2. Podstawa prawna*

- (8) Krajową podstawę prawną stanowi ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami. System ŚP został ponadto zmieniony przepisami ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (zwanej dalej „ustawą o OZE”). Władze polskie potwierdziły, że pojęcie świadectw pochodzenia stosowane w art. 44 ustawy o OZE obejmuje świadectwa pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

#### *2.1.3. Beneficjenci*

- (9) Beneficjentami są podmioty wytwarzające energię elektryczną z OZE, tj. ze źródeł wykorzystujących w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu pochodzącego ze składowisk odpadów, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.

#### *2.1.4. Okres obowiązywania*

- (10) System ŚP został wprowadzony w dniu 1 października 2005 r. Pierwotnie Polska potwierdziła, że dzień 31 grudnia 2015 r. będzie ostatnim dniem, w którym wytwórca energii elektrycznej z OZE będzie mógł nabyć prawa do uzyskania świadectw pochodzenia. Według przepisów ustawy<sup>5</sup> świadectwa będą wydawane beneficjentom zarejestrowanym w systemie na okres kolejnych 15 lat, ale nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2035 r.; przy czym okres ten jest liczony od dnia, w którym rozpoczną oni wytwarzanie energii elektrycznej, co zostanie potwierdzone wydanym świadectwem pochodzenia.
- (11) W dniu 14 stycznia 2016 r. Polska poinformowała Komisję, że możliwość wejścia do systemu ŚP (tj. nabycia uprawnień do otrzymania świadectw pochodzenia na okres 15 lat) dla wytwórców energii elektrycznej z OZE została przedłużona do dnia 30 czerwca 2016 r. W dniu 12 lipca 2016 r. polskie władze potwierdziły, że dzień 30 czerwca 2016 r. był ostatnim dniem, w którym operatorzy instalacji OZE mogli ubiegać się o otrzymanie świadectw pochodzenia na okres 15 lat. Możliwość

---

<sup>5</sup> Art. 44 ust. 5 ustawy o OZE.

wejścia do systemu ŚP, przewidziana w ustawie o OZE i ustawie Prawo energetyczne, ustala zatem z tą datą.

2.1.5. *Funkcjonowanie systemu wsparcia dla wytwórców energii ze źródeł odnawialnych*

2.1.5.1. *Funkcjonowanie systemu wsparcia dla wytwórców energii ze źródeł odnawialnych wprowadzonego w 2005 r.*

- (12) Do czasu wejścia w życie ustawy o OZE system ŚP był systemem otwartym – instalacje, które rozpoczynały wytwarzanie energii elektrycznej z OZE i spełniały odpowiednie ogólne warunki obowiązujące wytwórców energii elektrycznej, były do niego automatycznie włączane. Oznacza to, że jeśli wytwórcy energii elektrycznej z OZE spełniali odnośne warunki, automatycznie uzyskiwali prawo do otrzymania wsparcia. Chwila, z którą wytwórca spełnił odnośne warunki, była uznawana za datę rozpoczęcia udzielania wsparcia. System ŚP nie był ograniczony w czasie ponieważ przepisy nie przewidywały żadnego terminu zakończenia jego obowiązywania.
- (13) W 2012 r. kiedy rozpoczęły się prace nad nową ustawą o OZE, wyraźnie zapowiedziano, że okres udzielania wsparcia ograniczony będzie do 15 lat.
- (14) Świadectwa pochodzenia<sup>6</sup> wydawane są na wniosek wytwórcy energii elektrycznej z OZE. Podlega on potwierdzeniu przez operatora systemu przesyłowego („OSP”) w zakresie wielkości produkcji w danym okresie. Wszyscy wytwórcy, którzy posiadają odpowiednią koncesję, złożyli wniosek i spełniają wymagania, są uprawnieni do otrzymania świadectw potwierdzających wytworzenie określonej ilości energii z określonego źródła odnawialnego. Liczba przyznanych świadectw jest proporcjonalna w stosunku do ilości wytworzonej energii.
- (15) Wprowadzony system ŚP nie zawiera rozróżnień w zależności od zastosowanych technologii, mocy zainstalowanej w poszczególnych instalacjach, wykorzystywania zmodernizowanych lub nowych urządzeń, a także daty oddania do użytkowania. Za każdą wytworzoną MWh zakwalifikowana do systemu instalacja OZE otrzymuje jedno świadectwo pochodzenia<sup>7</sup>. Liczba otrzymanych świadectw zależy wyłącznie od ilości energii elektrycznej wytworzonej zgodnie z kryteriami wytwarzania energii z OZE.
- (16) W przypadku instalacji współspalania świadectwa pochodzenia przyznawane są tylko dla tej ilości energii elektrycznej, która została wytworzona z energii chemicznej biomasy. W przypadku wykorzystywania paliwa odpadowego

---

<sup>6</sup> Świadectwa pochodzenia (wprowadzone w Polsce na podstawie art. 9e ustawy Prawo energetyczne z późn. zm.) są przyznawane dla energii elektrycznej wytworzonej z OZE, podlegają obrotowi w oderwaniu od energii elektrycznej, a państwo tworzy dla nich rynek poprzez nałożenie na niektóre podmioty obowiązku zakupu takich świadectw. Świadectw pochodzenia nie należy mylić z „gwarancjami pochodzenia”, o których mowa w dyrektywach 2001/77 i 2009/28.

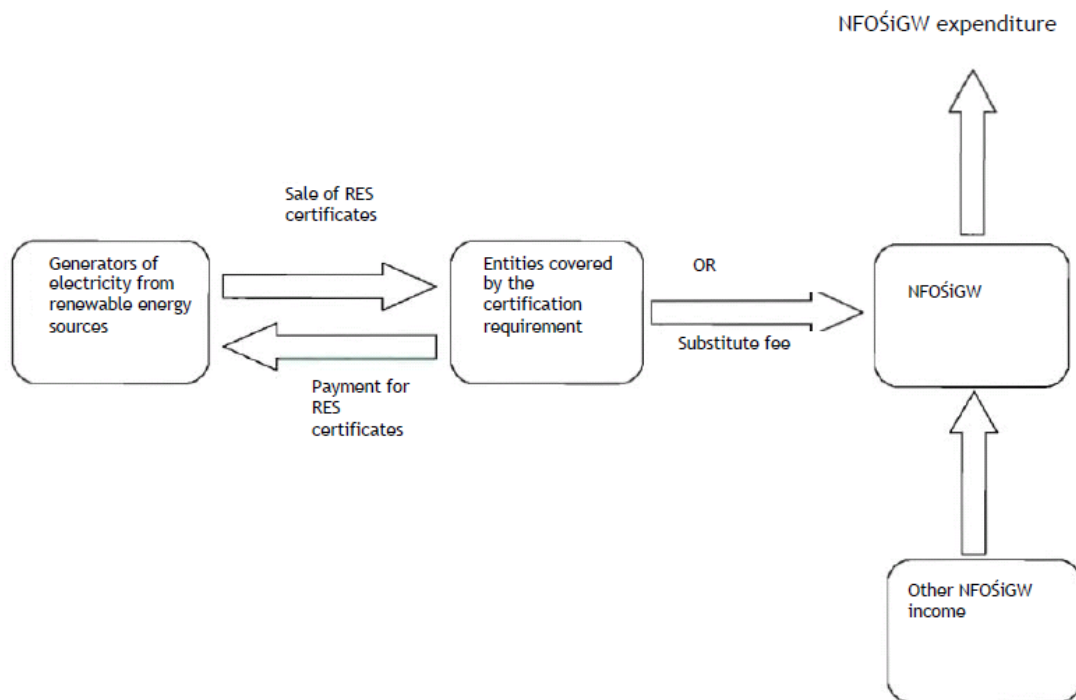
<sup>7</sup> Polska wprowadziła również system wsparcia dla instalacji wysokosprawnej kogeneracji („CHP”) oparty na certyfikatach o różnych kolorach. Określone instalacje mogą za każdą MWh otrzymać zarówno certyfikat CHP, jak i świadectwo pochodzenia (np. źródła kogeneracyjne wykorzystujące biomasę mogą otrzymać czerwony certyfikat i świadectwo pochodzenia, a źródła kogeneracyjne wykorzystujące biogaz mogą otrzymać certyfikat fioletowy lub żółty i świadectwo pochodzenia). Ten system CHP jest przedmiotem odrębnej procedury, SA.36518.

świadczenia pochodzenia przyznawane są wyłącznie za biodegradowalną część odpadów.

- (17) Świadczenia wydawane są przez polski organ regulacyjny, tj. Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („Prezes URE”), i podlegają wpisowi do rejestru prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. („TGE”). Władze polskie twierdzą, że w polskim systemie wsparcia Prezes URE wykonuje wyłącznie funkcje administracyjne jako wydawca świadectw pochodzenia.
- (18) Świadczenia pochodzenia są przedmiotem handlu na TGE lub na podstawie umów dwustronnych. Wytwórcy energii elektrycznej, którzy są uprawnieni do wsparcia, uzyskują dodatkowy dochód ze sprzedaży świadectw pochodzenia. Polska nie określiła ceny minimalnej i maksymalnej dla transakcji, których przedmiotem są świadectwa pochodzenia. Po wprowadzeniu świadectw do informatycznego systemu ewidencyjnego rejestru, zarówno wytwórcy energii elektrycznej z OZE otrzymujący świadectwa pochodzenia, jak i podmioty zobowiązane do zakupu świadectw w systemie wsparcia, mogą dokonywać swobodnego nimi obrotu, tj. zawierać umowy kupna-sprzedaży świadectw. Świadczenia mogą być przedmiotem dalszej sprzedaży. Elementem końcowym przepływu świadectwa OZE jest jego umorzenie przez Prezesa URE.
- (19) Władze polskie określiły grupę podmiotów, które mają obowiązek nabywać świadectwa pochodzenia. W ten sposób stworzono popyt na świadectwa. Minister Gospodarki w rozporządzeniu określa zakres obowiązku. Prezes URE kontroluje wykonanie obowiązku umorzenia świadectw OZE. Właściwe podmioty są zobowiązane:
- nabyć określoną liczbę świadectw i przedstawić je Prezesowi URE do umorzenia, lub
  - wnieść na konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej („NFOŚiGW”) w terminie do 31 marca każdego roku opłatę zastępczą za poprzedni rok kalendarzowy za każde świadectwo pochodzenia, którego zgodnie z obowiązkiem nie są w stanie przedstawić Prezesowi URE do umorzenia. Wysokość opłaty zastępczej została określona w przepisach polskiego prawa. W 2005 r. została ona początkowo określona na poziomie 240 PLN i była co roku waloryzowana. W 2014 r. opłata wyniosła 300,03 PLN.
- (20) Środki uzyskane przez NFOŚiGW z tytułu opłat zastępczych są wykorzystywane do finansowania instrumentów ochrony środowiska z wyłączeniem operacyjnego wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Władze polskie poinformowały, że w przypadkach, gdy finansowanie przyznawane przez NFOŚiGW stanowi pomoc państwa zgodnie z art. 107 ust. 1 TFUE, takie finansowanie jest przyznawane wyłącznie zgodnie z unijnymi przepisami dotyczącymi pomocy państwa<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Komisja stwierdza, że taka pomoc państwa wykracza poza zakres niniejszej decyzji i o ile nie jest zwolniona z obowiązku notyfikacji, będzie przedmiotem odrębnego powiadomienia.



**Rysunek 1 – Schemat przepływów finansowych**

(21) Obowiązek nabycia świadectw pochodzenia dotyczy następujących podmiotów:

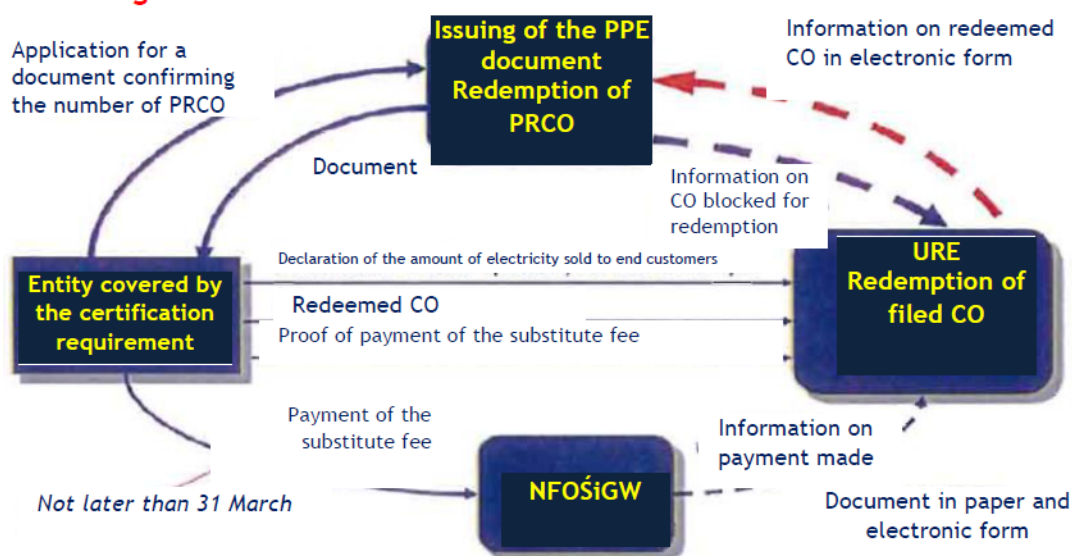
- przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedającego tę energię odbiorcom końcowym (większość jednostek objętych obowiązkiem),
- odbiorcy końcowego, innego niż odbiorca przemysłowy, będącego członkiem giełdy towarowej lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium Polski rynek regulowany, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez ten podmiot,
- towarowego domu maklerskiego lub domu maklerskiego w odniesieniu do transakcji zawieranych na zlecenie odbiorców końcowych, innych niż odbiorcy przemysłowi na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany,
- odbiorcy przemysłowego, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku nabycia i przedstawienia do umorzenia świadectw zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3 % wartości jego produkcji<sup>9</sup>.

(22) Zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne w przypadku, gdy podmioty zobowiązane do nabycia świadectw pochodzenia nie wykonują swojego obowiązku

<sup>9</sup> Tę kategorię wprowadzono w 2013 r.

nabycia świadectw pochodzenia, Prezes URE nakłada na nie karę w wysokości 130 % opłaty zastępczej za dany rok.

### Fulfilment of the obligation – redemption of certificates of origin



**Rysunek 2 – Wykonanie obowiązku – umorzenie świadectw pochodzenia**

- (23) Władze polskie uważają, że poprzez wydawanie świadectw OZE, ich umarzenie, kontrolę podmiotów objętych obowiązkiem posiadania świadectwa (w szczególności kontrolę wykonania obowiązku związanego z umorzeniem świadectw) oraz ogłaszanie wysokości opłaty zastępczej, Prezes URE w sposób pośredni kontroluje i monitoruje system świadectw OZE.
- (24) Podmioty zobowiązane do nabywania świadectw pochodzenia ujmują ich koszt w cenie energii elektrycznej pobieranej od odbiorców końcowych.
- (25) W przypadku odbiorców przemysłowych koszty związane ze świadectwami teoretycznie mogą być przez te podmioty doliczane do ceny ich produktów sprzedawanych odbiorcom (tak jak przed 2013 r. była doliczana cena energii już uwzględniająca te koszty). Zasadniczo odbiorcy przemysłowi dysponują w tym zakresie swobodą decydowania, w szczególności co do wysokości przenoszonych kosztów.
- (26) W przypadku sprzedawców energii elektrycznej koszty związane ze świadectwami są przez te podmioty doliczane do ceny energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom. Zasadniczo sprzedawcy dysponują w tym zakresie swobodą decydowania, w szczególności co do wysokości przenoszonych kosztów.
- (27) W przypadku sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym przez dostawców z urzędu kwestia przenoszenia na odbiorców kosztów, które ponoszone są przez spółki energetyczne w związku z obowiązkiem umorzenia świadectw, jest jednak uregulowana<sup>10</sup> przepisami prawa. W przepisach rozporządzenia

<sup>10</sup> § 17 rozporządzenia OZE, § 28 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną oraz art. 45 ustawy Prawo energetyczne.

wykonawczego do ustawy Prawo energetyczne określono wzory do obliczenia sposobu przenoszenia kosztów.

#### 2.1.5.2. Zmiany w systemie ŚP wprowadzone w 2015 r.

- (28) W ustawie o OZE z dnia 20 lutego 2015 r. zawarto doprecyzowanie, że od 2016 r. zostanie wprowadzony nowy system wsparcia oraz że 31 grudnia 2015 r. jest ostatnim dniem, w którym na podstawie obecnie obowiązującego systemu ŚP będzie można otrzymać świadectwa pochodzenia. W ustawie ujęto również doprecyzowanie terminu, w którym przyznawane będą świadectwa: instalacje zakwalifikowane do systemu będą otrzymywać świadectwa pochodzenia przez maksymalnie 15 następujących po sobie lat, licząc od dnia rozpoczęcia działalności, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2035 r. W celu przeciwdziałania nadpodaży świadectw w ustawie przewidziano również ograniczenia dotyczące możliwości wniesienia opłaty zastępczej w przypadku, gdy cena świadectwa jest niższa niż 75 % wysokości opłaty zastępczej. Przepisami ustawy wprowadzono nową procedurę weryfikacji istnienia efektu zachęty, a także zmiany w poziomie obowiązku posiadania świadectwa (do 2015 r. obowiązek ustalony był na poziomie 14 % całkowitej sprzedanej energii elektrycznej, podczas gdy na 2016 r. określono go na poziomie 15 %). Kolejna zmiana dotyczy wykluczenia możliwości otrzymania świadectwa za okresy wytwarzania energii elektrycznej w ujemnych cenach trwające dłużej niż sześć kolejnych godzin.
- (29) Ustawą o OZE wprowadzono zmiany do ustawy Prawo energetyczne, przewidujące wprowadzenie procedury zgłaszania się do systemu ŚP, która miałaby odbywać się w ramach procedury składania wniosków o wydanie koncesji na mocy art. 43 ustawy Prawo energetyczne. Data, z którą dany wytwórca energii elektrycznej z OZE dostaje potwierdzenie wydania koncesji, odpowiada dacie wejścia do systemu ŚP tj. nabycia uprawnień do otrzymania świadectw pochodzenia na okres 15 lat.
- (30) Władze polskie wprowadzają dodatkowe zmiany w systemie wsparcia (opisane poniżej w pkt 2.1.5.3 i 2.1.5.4), które zmniejszą podaż świadectw pochodzenia na rynku. Jest to reakcja na obecną znaczącą nadpodaż świadectw pochodzenia, która prowadzi do spadku ich cen. Polskie władze planują również stopniowe obniżanie obowiązku umarzania świadectw pochodzenia, mając na względzie przejście niektórych instalacji na system aukcyjny, który ma zostać wprowadzony w 2016 r., oraz słabnący popyt na świadectwa spowodowany wyżej opisanymi zmianami w systemie z 2005 r. Władze polskie uważają zatem, że kalkulacje dotyczące systemu ŚP są nadal aktualne.
- (31) Ustawą z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o OZE oraz ustawy Prawo energetyczne władze polskie przedłużyły do 30 czerwca 2016 r. okres, w trakcie którego wytwórcy energii elektrycznej z OZE mają możliwość nabycia uprawnień do otrzymania świadectw pochodzenia na 15 lat. Wejście w życie nowego systemu wsparcia przełożono na 1 lipca 2016 r.

#### 2.1.5.3. Zmiany dotyczące pomocy dla instalacji wielopaliwowych wprowadzone w 2015 r.

- (32) Nowe przepisy wprowadzają szereg zmian w systemie z 2005 r. dotyczącym wsparcia przyznawanego instalacjom wielopaliwowym (instalacjom współpalania).



- (33) Zmiany te są wynikiem przyjęcia nowych priorytetów polskiej polityki rozwoju OZE. Zostały one wprowadzone w celu ograniczenia rozwoju instalacji współspalania (przede wszystkim z wykorzystaniem biomasy) oraz stworzenia impulsu do rozwoju innych technologii OZE.
- (34) Jedną z zmian ma na celu zapewnienie, że instalacje wielopaliwowe nie będą wytwarzać więcej energii elektrycznej niż w ubiegłych latach.
- (35) W tym celu w art. 44 ust. 8 ustawy o OZE wprowadzono zasadę, że instalacja OZE wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biopłynny, biogaz lub biogaz rolniczy w instalacji spalania wielopaliwowego lub w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego może uzyskać świadectwo pochodzenia potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej w danym roku wyłącznie w ilości nie większej niż średnia roczna:
- ilość energii elektrycznej wytworzona w latach 2011-2013 przez tego wytwórcę przy wykorzystaniu biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego w tej instalacji, albo
  - ilość energii elektrycznej wytworzona przez tego wytwórcę przy wykorzystaniu biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego w okresie wykonywania działalności gospodarczej w tej instalacji, nie dłuższym niż trzy lata – w przypadku, gdy wytwórca rozpoczął wykonywanie takiej działalności po 31 grudnia 2013 r.
- (36) Druga zmiana polega na wprowadzeniu w okresie do 31 grudnia 2020 r. tzw. współczynnika korekcyjnego o wartości 0,5 do liczby świadectw pochodzenia w przeliczeniu na MWh energii elektrycznej wytworzonej z OZE w instalacjach współspalania. Wsparcie dla energii OZE wytworzonej w dedykowanych instalacjach współspalania zostanie utrzymane na dotychczasowym poziomie z uwagi na fakt, że wyższy udział energii z OZE wykorzystywanej w tych instalacjach wiąże się z koniecznością poniesienia wyższych wydatków kapitałowych. Dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego to instalacje, które przed 30 czerwca 2014 r. spełniały następujące warunki:
- były wyposażone w odrębne linie technologiczne dla przygotowania i transportu do komory paleniskowej biomasy, biopłynu, biogazu lub biogazu rolniczego, których udział liczony według wartości energetycznej w łącznej ilości spalanej wszystkich paliw zużytych w tej instalacji jest większy niż 20 %, lub
  - wykorzystywały technologię złoża fluidalnego w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 50 MW, przeznaczoną do spalania odpadów przemysłowych wspólnie z paliwami kopalnymi lub paliwami powstałymi z ich przetworzenia oraz biomasą, biopłynem, biogazem lub biogazem rolniczym, dla których udział biomasy, biopłynu, biogazu lub biogazu rolniczego, liczony według wartości energetycznej w łącznej ilości spalanej wszystkich paliw zużytych w tej instalacji jest większy niż 30 %.
- (37) W Polsce istnieje trzynaście dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego, których operatorami jest dwanaście przedsiębiorstw. Łączna moc zainstalowana OZE tych instalacji jest szacowana na ok. 385 MW. Istnieje również 31 (niededykowanych) instalacji współspalania, których łączna moc zainstalowana OZE jest szacowana na ok. 932 MW.

- (38) Biorąc pod uwagę poziom cen świadectw pochodzenia w 2015 r. (w kontraktach terminowych ceny kształtują się poniżej 120 PLN), przyznawanie wsparcia na poziomie 0,5 świadectwa na 1 MWh, określone rozporządzeniem Ministra wyłącznie dla niededykowanych instalacji współspalania (zgodnie z art. 44 ust. 10 ustawy o OZE) doprowadzi do znacznego ograniczenia wykorzystania biomasy w niededykowanych instalacjach współspalania.
- (39) Władze polskie oczekują, że wprowadzenie tej zmiany w obecnych warunkach rynkowych doprowadzi do istotnego ograniczenia wykorzystania biomasy w instalacjach współspalania, ze względu na brak pełnego pokrycia dodatkowych kosztów zmiennych wynikających z wykorzystania paliwa biomasowego oraz brak możliwości pokrycia kosztów kapitałowych.
- (40) W związku z tym władze polskie nie wykluczają, że w przyszłości współczynnik 0,5 będzie okresowo dostosowywany w miarę zmieniającej się sytuacji na rynku energii elektrycznej oraz biomasy. Zostanie jednocześnie zapewnione, że wsparcie dla współspalania dla istniejących instalacji będzie pokrywać wyłącznie dodatkowe koszty zmienne paliwa biomasowego.

#### 2.1.5.4. Zmiany wprowadzone w 2015 r. w zakresie pomocy dla instalacji hydroenergetycznych o zainstalowanej mocy przekraczającej 5 MW

- (41) Nowe przepisy wprowadzają zmiany w systemie z 2005 r. dotyczącym wsparcia przyznawanego instalacjom hydroenergetycznym o zainstalowanej mocy przekraczającej 5 MW: operatorzy istniejących instalacji hydroenergetycznych o mocy przekraczającej 5 MW przestaną otrzymywać świadectwa pochodzenia wraz z końcem 2015 r.
- (42) Zgodnie z wyjaśnieniami przedstawionymi przez władze polskie, po 1999 r. w Polsce nie została oddana do użytku żadna nowa elektrownia wodna o mocy przekraczającej 5 MW. Natomiast wszystkie instalacje w tej grupie mocy poniosły istotne nakłady na modernizację, dlatego wsparcie dla nich było konieczne.

#### 2.1.6. *Kumulacja*

- (43) Polski system ŚP nie zawiera przepisów dotyczących kumulacji z innymi rodzajami pomocy, np. pomocy inwestycyjnej lub innymi kategoriami świadectw, ponieważ władze polskie uważają, że system ŚP nie stanowi pomocy państwa.

#### 2.1.7. *Zgodność z innymi postanowieniami Traktatu*

- (44) W celu zapewnienia pełnej zgodności z art. 30 i 110 TFUE oraz aby odnieść się do potencjalnych przypadków faworyzowania, do których mogło dojść w przeszłości w związku z importem energii elektrycznej z OZE, Polska zdecydowała się otworzyć swój przyszły system wsparcia OZE<sup>11</sup> oraz zainwestować w infrastrukturę energetyczną, która poprawi transgraniczne możliwości przesyłu energii elektrycznej i zwiększy w ten sposób zdolność importową Polski.

---

<sup>11</sup> Nowy system wsparcia OZE, który zostanie wprowadzony w 2016 r., jest obecnie omawiany ze stroną polską w ramach sprawy sygn. akt SA.43697 i wykracza poza zakres niniejszej decyzji.

- (45) Polska oszacowała całkowitą wartość potencjalnej dyskryminacji importowanej energii elektrycznej z OZE i CHP<sup>12</sup> w okresie 2005-2015. Dla tego celu wykorzystano następujący algorytm:
- (46) Obliczono średnie roczne obciążenie ekonomiczne OZE i CHP dla każdej jednostki energii [MWh] zużytej przez odbiorców końcowych w okresie 2005-2015. Obliczona średnia ważona kwota pobierana w okresie potencjalnej dyskryminacji wynosi 24,27 PLN/MWh;
- (47) Określono roczne Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej (UGWM) dla każdej wymiany międzysystemowej [w MWh];
- (48) Na podstawie danych Eurostatu określono udział CHP i OZE w produkcji energii elektrycznej w krajach, z którymi Polska dokonuje wymiany międzysystemowej (Niemcy, Czechy, Słowacja, Szwecja)<sup>13</sup> [w %].
- (49) Wartość potencjalnej dyskryminacji spowodowanej zamkniętym charakterem systemu wsparcia dla OZE i CHP obliczono, mnożąc trzy powyżej określone wartości przez każdy rok i każdą wymianę międzysystemową. Całkowita wartość obliczona dla okresu obowiązywania systemu wynosi 172 mln PLN.
- (50) Polska zaproponowała dwie grupy inwestycji mające na celu zwiększenie zdolności przesyłowych dla potrzeb wymiany energii elektrycznej na polskiej południowo-zachodniej granicy synchronicznej.
- (51) Pierwsza grupa inwestycji obejmuje instalację przesuwników fazowych (PF). Jest to wspólna inicjatywa polsko-niemiecka. Instalacja PF w polskiej podstacji Mikułowa na transgranicznej linii 400 kV Mikułowa-Hagenwerder<sup>14</sup> jest obecnie w fazie realizacji, a zakończenie projektu planowane jest na rok 2017 (montaż PF w podstacji Mikułowa zostanie zakończony na początku 2016 r., natomiast montaż w podstacji Vierraden zostanie ukończony w 2017 r.). Realizacja pierwszej grupy inwestycji przyniesie następujące efekty:
- uregulowanie nieplanowanych przepływów z niemieckiego systemu energetycznego do systemu polskiego i doprowadzenie ich do bezpiecznych poziomów;
  - wzrost zdolności przesyłowych dla potrzeb transgranicznej wymiany energii elektrycznej na przekroju synchronicznym o 1 500 MW w zakresie eksportu oraz o 500 MW w zakresie importu.

---

<sup>12</sup> System wsparcia dla CHP, który oceniany jest w ramach sprawy sygn. akt SA.36518, wykracza poza zakres niniejszej decyzji. Wartość potencjalnej dyskryminacji importowanej energii elektrycznej została jednak oszacowana zarówno dla systemu wsparcia OZE jak i CHP, a zaproponowane rozwiązanie dotyczy obu systemów wsparcia.

<sup>13</sup> Polskie władze poinformowały, że nowego połączenia elektroenergetycznego pomiędzy Polską a Litwą nie wzięto pod uwagę przy obliczaniu wartości potencjalnej dyskryminacji w okresie 2005-2015, ponieważ to połączenie nie funkcjonowało przed końcem 2015 r.

<sup>14</sup> Oczekuje się, że Niemcy zainstalują PF w niemieckiej podstacji Vierraden na transgranicznej linii 400 kV Krajnik-Vierraden, ponieważ konieczna jest instalacja PF w obu punktach przyłączeniowych.

- (52) Druga grupa inwestycji obejmuje budowę nowych wewnętrznych linii 400 kV w zachodniej części Polski i rozbudowę sieci przesyłowej w sąsiedztwie istniejących połączeń z niemieckim systemem energetycznym. Do chwili obecnej w krajowym planie rozwoju sieci przesyłowej (PRSP) ujęto następujące inwestycje:
- budowę podwójnej linii 400 kV Krajnik – Baczyna;
  - budowę podwójnej linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice;
  - budowę podwójnej linii 400 kV Mikułowa – Pasikowice.
- (53) Władze polskie twierdzą, że taka rozbudowa wewnętrznej sieci w zachodniej części Polski zwiększy niezawodność i zdolność odbioru energii ze źródeł wytwarzania (w szczególności z OZE) do 2021 r. Te inwestycje nie gwarantują jednak dodatkowego efektu w postaci zwiększenia zdolności przesyłowych dla potrzeb transgranicznej wymiany energii elektrycznej.
- (54) W celu zwiększenia zdolności przesyłowych dla potrzeb transgranicznej wymiany energii elektrycznej na polskim profilu synchronicznym niezbędna jest budowa dodatkowej linii wewnętrznej – dwutorowej linii 400 kV Baczyna – Plewiska (ok. 142 km). Ta linia jak dotąd nie została ujęta ani w PRSP ani w europejskim dziesięcioletnim planie rozwoju sieci (TYNDP z 2014 r.). Polska proponuje realizację tej inwestycji jako środek zaradczy wobec potencjalnej dyskryminacji w przeszłości importowanej energii elektrycznej wytwarzanej z OZE i CHP. Linia zostanie zrealizowana w latach 2016-2021 i spowoduje wzrost transgranicznej zdolności przesyłowej na polskim profilu synchronicznym o 500 MW w zakresie eksportu oraz o 1 500 MW w zakresie importu. Szacowany koszt budowy tej linii wynosi ok. [...] \* mln PLN ([...] mln EUR), co znacznie przekracza obliczoną wartość potencjalnej dyskryminacji importowanej energii elektrycznej wytwarzanej z OZE.
- (55) Całkowity wpływ realizacji inwestycji z pierwszej i drugiej grupy na wzrost zdolności przesyłowej na granicy polsko-niemieckiej, polsko-czeskiej i polsko-słowackiej wynosi 2 000 MW (w zakresie importu i eksportu).

## **2.2. Zmniejszenie obciążeń związanych z obowiązkiem posiadania świadectw OZE dla odbiorców energochłonnych**

### *2.2.1. Zakres*

- (56) Władze polskie poinformowały, że świadectwa pochodzenia stanowiły w 2011 r. prawie 10 % w strukturze kosztów energii elektrycznej dla przemysłu. Udział pozostałych składników kosztów prezentował się następująco:
- cena wytworzenia energii elektrycznej netto (tzw. energia „czarna”) około 66 %;

---

\* Informacje poufne

- podatek akcyzowy prawie 7 %;
- opłaty przesyłowe ponad 13 %;
- certyfikaty CHP około 4 %.

(57) System wsparcia dla odbiorców energochłonnych ma na celu obniżenie znacznego obciążenia ceny energii elektrycznej dla przemysłu w Polsce, które powodowane jest przez system świadectw pochodzenia. Zdaniem władz polskich utrzymanie pełnego obciążenia przedsiębiorstw energochłonnych systemem świadectw pochodzenia zwiększa ryzyko nieodwracalnych skutków gospodarczych i społecznych w przypadku zamknięcia takich przedsiębiorstw. W przypadku braku wsparcia te przedsiębiorstwa staną się prawdopodobnie mniej konkurencyjne i w konsekwencji zostaną zmuszone do zaprzestania obrotu lub do przeniesienia produkcji do krajów, w których obowiązują mniej restrykcyjne standardy ochrony środowiska. Ewentualna decyzja o przeniesieniu produkcji poza teren Polski byłaby równoznaczna z wystąpieniem poważnych konsekwencji gospodarczych dla regionu, w którym działa zakład, a także dla kraju – w postaci istotnego zmniejszenia wpływów z tytułu podatków i opłat środowiskowych (z których finansowana jest realizacja polityki środowiskowej i klimatycznej) oraz wzrostu wydatków socjalnych na niwelowanie społecznych skutków zamknięcia przedsiębiorstw energochłonnych. Taka decyzja powodowałaby także przeniesienie emisji zanieczyszczeń do krajów, w których nie istnieją ograniczenia środowiskowe w tym zakresie lub nie są one tak zaostrzone, przyczyniając się do wzrostu emisji i ogólnego poziomu zanieczyszczenia środowiska.

#### 2.2.2. Podstawa prawna

(58) Krajową podstawę prawną stanowi ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, a także ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

#### 2.2.3. Beneficjenci

(59) Zmniejszenie obciążeń związanych z systemem świadectw dotyczy wyłącznie odbiorców przemysłowych z określonych branż. Beneficjentami są przedsiębiorstwa działające w sektorach określonych w załączniku 3 do Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (EEAG)<sup>15</sup>. Zgodnie z szacunkami władz polskich z ulg będzie korzystało ok. 940 przedsiębiorstw.

(60) Do skorzystania z ulgi uprawnione będą wszystkie przedsiębiorstwa prowadzące działalność w sektorach wymienionych w załączniku 3 do EEAG, dla których wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3 %. Poziom ulg będzie natomiast zróżnicowany w zależności od udziału kosztów energii elektrycznej w jednostkowej wartości dodanej brutto danego przedsiębiorstwa. O poziomie ulg w ramach jednego sektora decydować będzie zatem współczynnik energochłonności.

<sup>15</sup> Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020, Dz.U. C 200 z 28.6.2014, s. 1.

(61) Zróżnicowanie poziomu ulg w zależności od energochłonności będzie kształtowało się następująco – dla odbiorców przemysłowych, dla których w ciągu trzech lat kalendarzowych poprzedzających rok realizacji obowiązku w zakresie finansowania systemu wsparcia OZE koszt energii elektrycznej wyniósł:

- współczynnik intensywności zużycia energii elektrycznej wynoszący nie mniej niż 3 % i nie więcej niż 20 % : obowiązek nabycia i umorzenia świadectw wykonywany jest w odniesieniu do 80 % ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku;
- współczynnik intensywności zużycia energii elektrycznej wynoszący ponad 20 % i nie więcej niż 40 %: obowiązek nabycia i umorzenia świadectw wykonywany jest w odniesieniu do 60 % ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku;
- współczynnik intensywności zużycia energii elektrycznej wynoszący ponad 40 %: obowiązek nabycia i umorzenia świadectw wykonywany jest w odniesieniu do 15 % ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w roku realizacji obowiązku.

(62) Intensywność pomocy wyniesie odpowiednio:

- 20 % dla beneficjentów o współczynniku energochłonności pomiędzy 3 % a 20 % ,
- 40 % dla beneficjentów o współczynniku energochłonności pomiędzy 20 % a 40 % (wyraźnie ponad 20 %), oraz
- 85 % dla beneficjentów o współczynniku energochłonności powyżej 40 %.

(63) Nie przewidziano innych kryteriów kwalifikowalności. Kryterium 100 GWh rocznego zużycia będzie różnicowało odbiorców przemysłowych jedynie w zakresie obsługi administracyjnej ulg. Odbiorcy przemysłowi zużywający rocznie co najmniej 100 GWh będą zobowiązani do samodzielnego rozliczenia w zakresie obowiązku umarzania (zob. motyw 21), natomiast odbiorcy przemysłowi zużywający rocznie mniej energii elektrycznej będą korzystali z ulg za pośrednictwem sprzedawców energii elektrycznej. Władze polskie wyjaśniły, że takie rozwiązanie w zakresie administracyjnej obsługi ulg zostało wybrane w celu uniknięcia konieczności zwiększenia zatrudnienia w Urzędzie Regulacji Energetyki.

#### 2.2.4. *Budżet*

(64) Roczny budżet zgłoszonego środka pomocy na rzecz odbiorców energochłonnych został oszacowany przez Polskę na ok. 450 mln PLN. Władze polskie podkreśliły, że budżet ten ma charakter szacunkowy, biorąc pod uwagę okoliczność, że cena świadectw pochodzenia jest ustalana na rynku, i nie powinien być traktowany jako budżet maksymalny. Władze polskie obliczyły, że wg danych za 2013 r. uprawnionych do ulgi byłoby 940 przedsiębiorstw, a łączna wartość ulgi szacowana na podstawie wysokości opłaty zastępczej wyniosłaby 448 mln PLN.

### 2.2.5. *Funkcjonowanie*

- (65) Wsparcie dla energochłonnych gałęzi przemysłu będzie udzielane w formie zmniejszenia obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej.
- (66) Co do zasady odbiorca przemysłowy podlega obowiązkowi nabywania i przedstawiania do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej.
- (67) Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne zakres obowiązku odnoszony jest w przypadku sprzedawców energii elektrycznej do ilości tej energii sprzedanej konsumentom końcowym, a w przypadku odbiorców końcowych nabywających energię na giełdzie oraz odbiorców przemysłowych – do ilości nabywanej energii elektrycznej.
- (68) W ramach ogólnych zasad funkcjonujących w Polsce zakres obowiązków ustalany jest przez Ministra Gospodarki na mocy stosownych rozporządzeń i określany w oparciu o przyjęte cele krajowe w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE.
- (69) Na cenę rynkową świadectw pochodzenia wpływa poziom obowiązku zakupu oraz stosowana przez podmioty podlegające obowiązkowi strategia w zakresie wykonywania obowiązku poprzez umarzanie odpowiedniej liczby świadectw lub uiszczanie opłaty zastępczej.
- (70) Władze polskie wyjaśniły, że zmniejszenie zakresu obowiązku dla odbiorców energochłonnych pozostanie neutralne wobec celów dotyczących udziału energii elektrycznej wytworzonej z OZE, a liczba wydanych świadectw pochodzenia nie zostanie zmniejszona. Zgłoszony środek nie wiąże się zwłaszcza z częściowym pozbawieniem przychodu wytwórców OZE z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia. Niemniej obniżenie poziomu obowiązku dla odbiorców przemysłowych wiązać się będzie z jednoczesnym podwyższeniem poziomu obowiązku innym podmiotom zobowiązanym do przedstawienia świadectw pochodzenia w celu umorzenia lub wniesienia opłaty zastępczej.
- (71) Ponadto odbiorcy wytwarzający energię na własny użytek de facto odnieśli już korzyść z tytułu zmniejszenia obciążeń związanych z finansowaniem OZE, ponieważ zgodnie z polskim ustawodawstwem odbiorcy energii elektrycznej uczestniczą w finansowaniu systemu wsparcia OZE w części odpowiadającej ilości energii elektrycznej, którą pobrali z sieci. Wynika z tego, że odbiorcy nie uczestniczą w finansowaniu systemu wsparcia OZE w części odpowiadającej energii elektrycznej, która została przez nich wytworzona i zużyta. Z drugiej jednak strony jeżeli odbiorcy wytwarzający energię na własny użytek wytwarzaliby energię elektryczną z OZE, korzystaliby oni z systemu wsparcia OZE.
- (72) Władze polskie poinformowały Komisję, że udział procentowy energii elektrycznej pobranej z sieci w całkowitym zużyciu tej energii przez odbiorców wytwarzających energię na własny użytek wynosi średnio 66,25 %. Energia elektryczna pobrana z sieci jest w 100 % obciążona opłatami związanymi z systemem wsparcia OZE, tzn. odbiorcy wytwarzający energię na własny użytek w pełni uczestniczą w finansowaniu systemu wsparcia OZE w przypadku energii elektrycznej pobieranej z sieci. Władze polskie potwierdziły, że dane jednostkowe (indywidualne) wynikające z różnych sprawozdań statystycznych wskazują, iż w Polsce

energochłonni odbiorcy wytwarzający energię na własny użytek ponoszą minimum 15 % kosztów systemu wsparcia OZE, zaś pozostali odbiorcy wytwarzający energię na własny użytek ponoszą minimum 20 % tych kosztów.

#### 2.2.6. *Okres obowiązywania*

- (73) Zgodnie z przepisami ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw mechanizm ograniczający obciążenie znacznie obowiązywać z dniem publikacji pozytywnej decyzji Komisji. Władze polskie nie przedstawiły jednak terminu końcowego obowiązywania tego środka.

#### 2.2.7. *Kumulacja*

- (74) W przepisach ustawy wprowadzającej zmniejszenie obowiązku dotyczącego świadectw dla przedsiębiorstw energochłonnych nie wykluczono możliwości przyznawania pomocy państwa takim przedsiębiorstwom.

### 2.3. **Skargi**

#### 2.3.1. *Skarga formalna*

- (75) W dniu 9 sierpnia 2013 r. do Komisji wpłynęła skarga od wytwórcy energii ze źródeł odnawialnych w sprawie pomocy przyznawanej zakładom współspalania i starym elektrowniom wodnym w Polsce.
- (76) Skarżący uważa, że system pomocy OZE stanowi pomoc państwa i powołuje się na wcześniejszą praktykę Komisji oraz orzecznictwo w sprawie holenderskiego systemu NOx<sup>16</sup>, a także w sprawach Włochy/Komisja<sup>17</sup> oraz Steinike & Weinlig<sup>18</sup>.
- (77) Zgodnie z informacjami podanymi w skardze instalacje współspalania jako jedyne nie nakładają na beneficjenta obowiązku budowy urządzeń do wytwarzania energii elektrycznej, a uzyskują wsparcie na takim samym poziomie jak instalacje wykorzystujące inne technologie. Takie wsparcie ma charakter selektywny i dyskryminujący.
- (78) Zgodnie z informacjami podanymi w skardze stare elektrownie wodne otrzymują niezgodną z prawem i ze wspólnym rynkiem pomoc państwa, ponieważ zostały one już w pełni zamortyzowane. Skarżący przedstawił listę starych elektrowni wodnych wybudowanych w latach 1912-1997<sup>19</sup>.
- (79) Co więcej, skarżący twierdzi, że instalacje współspalania otrzymują nadmierną rekompensatę, a przyznawana im pomoc nie ma efektu zachęty. Jest to spowodowane tym, że takie instalacje wymagałyby wsparcia na poziomie zaledwie 13 % wartości świadectw pochodzenia lub nie wymagałyby wsparcia w ogóle. W skardze podniesiono, że zaoferowany poziom wsparcia został określony bez

---

<sup>16</sup> C-279/08 P Komisja/Niderlandy, EU:C:2011:551.

<sup>17</sup> C-173/73 – Włochy/Komisja, EU:C:1974:71.

<sup>18</sup> C-78/76 – Steinike & Weinlig, EU:C:1977:52.

<sup>19</sup> Na liście ujęto również elektrownię wybudowaną w 1797 r.



uwzględnienia rzeczywistych kosztów ponoszonych przez instalacje współpalania. Na poparcie zarzutu o nadmiernej rekompensacie skarżący przedstawił kalkulacje Instytutu Energetyki Odnawialnej w Warszawie, które wskazują, że nowe instalacje współpalania nie wymagają wsparcia. Skarżący wskazuje jednocześnie, że w ocenie skutków regulacji ustawy wprowadzającej nowy system wsparcia OZE na współpalanie przewidziano 0,30 wartości świadectwa pochodzenia w 2013 r. oraz 0,15 w 2017 r.

- (80) Skarżący przytacza koszty współpalania wykorzystane w raporcie Instytutu Energetyki Odnawialnej:

IPCC	22-67 \$/MWh	72,60-221,10 zł/MWh
IEA	80-120 \$/MWh	264,00-396,00 zł/MWh
IRENA	44-130 \$/MWh	145,20-429,00 zł/MWh

- (81) Skarżący twierdzi, że niektóre zakłady współpalania i elektrownie wodne powinny podlegać obowiązkowi indywidualnego zgłoszenia pomocy państwa z uwagi na ich wielkość i zainstalowaną moc przekraczającą 125 MW.
- (82) Skarżący podnosi, że świadectwa pochodzenia uzyskane przez instalacje współpalania i stare elektrownie wodne spowodowały nadpodaż świadectw pochodzenia na rynku i znacząco obniżyły ich cenę. To z kolei powoduje wypieranie innych technologii OZE, które, aby osiągnąć poziom opłacalności, wymagałyby wyższego poziomu wsparcia.
- (83) Komisja kilkakrotnie wymieniła informacje ze skarżącym i polskimi władzami w przedmiocie zarzutów podnoszonych przez skarżącego. W odpowiedzi na przedstawione przez władze polskie kalkulacje kosztów, które zostały przygotowane przez Ernst and Young, skarżący twierdził, że ujęty w kalkulacjach uśredniony szacunek kosztów współpalania w wysokości [730-790] PLN/MWh przewyższa wszelkie podawane dotychczas dane. Co więcej, koszty obliczone przez Ernst and Young pozostają w sprzeczności z poprzednim stanowiskiem polskiego Ministerstwa Gospodarki ujętym w ocenie skutków regulacji, badaniem Instytutu Energetyki Odnawialnej, a także powoływanymi w nim źródłami.
- (84) W odniesieniu do elektrowni wodnych skarżący twierdzi, że kalkulacje Ernst and Young są sprzeczne z analizami przeprowadzonymi przez Instytut Energetyki Odnawialnej. Ernst and Young skalkulował uśredniony koszt dla dużych starych elektrowni wodnych na poziomie [540-640] PLN/MWh w 2013 r., podczas gdy Instytut Energetyki Odnawialnej podaje koszt w wysokości 143 PLN/MWh w 2012 r. Skarżący twierdzi, że stare elektrownie wodne, podobnie jak instalacje współpalania, będą dalej funkcjonować nawet bez wsparcia, ponieważ są najtańszymi wytwórcami energii z OZE.

### 2.3.2. Informacja rynkowa

- (85) W dniu 15 lipca 2014 r. Komisja otrzymała od czterech organizacji ekologicznych informację rynkową dotyczącą przedmiotowego środka wsparcia. Informacja dotyczy pomocy państwa w postaci świadectw pochodzenia przyznawanych elektrowniom, które współpalają biomasę w kotłach węglowych.
- (86) Organizacje ekologiczne twierdzą, że polski system ŚP wiąże się z pomocą państwa, ponieważ państwo polskie wprowadziło świadectwa pochodzenia w

postaci aktywów o wartości gospodarczej, które są bezpłatnie przyznawane wytwórcom energii z OZE. Tym samym państwo rezygnuje z możliwych przychodów.

- (87) Zdaniem organizacji ekologicznych orzecznictwo w sprawie PreussenElektra<sup>20</sup> nie ma zastosowania w przedmiotowej sprawie, ponieważ polski system ŚP dotyczy przedsiębiorstw państwowych, które kontrolowane są przez państwo polskie.
- (88) Organizacje ekologiczne twierdzą, że przedmiotowy środek przynosi selektywną korzyść wytwórcom energii elektrycznej z OZE, a w szczególności elektrowniom współpalającym biomasę z węglem. Środek miałby przynosić również pośrednią korzyść inwestycjom wytwarzania energii elektrycznej z węgla oraz inwestycjom w nowe elektrownie węglowe. Środek również miałby zakłócać lub grozić zakłóceniem konkurencji oraz negatywnie wpływać na wymianę handlową między państwami członkowskimi.
- (89) Wsparcie dla instalacji współpalania uznawane jest za niezgodne z rynkiem wewnętrznym, ponieważ nie jest niezbędne, nie ma efektu zachęty i prowadzi do nadmiernej rekompensaty dla tych instalacji.
- (90) Zdaniem organizacji ekologicznych, które przedstawiły kalkulacje oparte na ogólnodostępnych danych, wartość nadmiernej rekompensaty przyznanej zakładom współpalania w latach 2005-2012 wyniosła 5 168 mld PLN. Co więcej, pomoc udzielana takim zakładom jest nieuzasadniona, ponieważ nie dostarczają one nowej mocy do systemu. Nadmierna rekompensata wyniosła 147,45 PLN za MWh.
- (91) Organizacje ekologiczne twierdzą ponadto, że nadmierna rekompensata występuje również z powodu kumulacji różnych środków wsparcia – pomocy operacyjnej w formie świadectw oraz pomocy inwestycyjnej. Do informacji dołączono listę środków pomocy inwestycyjnej przyznanych instalacjom współpalania.

### 2.3.3. *Stanowisko władz polskich*

- (92) Władze polskie twierdzą, że system wsparcia OZE osiągnął swój cel, ponieważ ogólna moc zainstalowana z OZE w Polsce wyniosła w 2006 r. 678 MW, a w roku 2014 – 5 000 MW.
- (93) Władze polskie twierdzą, że system ŚP pozwala na konkurencję między technologiami i nie faworyzuje żadnej z nich. Władze polskie przedstawiły przykłady praktyki Komisji w zakresie systemów wsparcia, które nie wprowadzają rozróżnień między technologiami<sup>21</sup>.
- (94) Władze polskie twierdzą, że państwa członkowskie mają prawo określać własny koszyk energetyczny oraz technologie OZE, które pozwolą na osiągnięcie celu krajowego niższym kosztem, a zatem wybór dokonany przez Polskę nie może być kwestionowany w oparciu o traktatowe regulacje dotyczące pomocy publicznej.

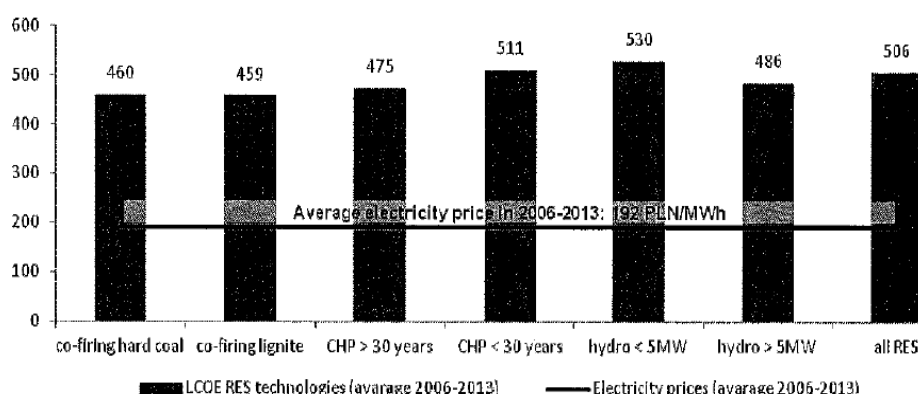
---

<sup>20</sup> C-379/98 PreussenElektra, ECLI:EU:C:2001:160.

<sup>21</sup> SA.13330 – Zjednoczone Królestwo – Obowiązek OZE i granty kapitałowe dla technologii OZE, SA.15035 – Szwecja – Zielone certyfikaty oraz SA. 18903 – Belgia – Flamandzkie certyfikaty CHP.

- (95) Władze polskie przedstawiły informacje dotyczące średnich cen energii elektrycznej w Polsce w okresie 2006-2013 oraz średniego kosztu 1 MWh energii elektrycznej wytworzonej z OZE w instalacjach współspalania i elektrowniach wodnych.
- (96) Władze polskie twierdzą, że niezależnie od typu instalacji OZE ich rozwój w Polsce byłby nieopłacalny bez systemu świadectw pochodzenia.
- (97) Zdaniem władz polskich koszty wytwarzania energii elektrycznej z biomasy w instalacjach współspalania i wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wodnych obliczono według metody kalkulacji uśrednionego kosztu produkcji energii w okresie żywotności instalacji (ang. levelized-cost-of-energy – LCOE). Koszty operacyjne określono na podstawie danych ex post pochodzących ze sprawozdań operatorów jednostek, które składane są do Głównego Urzędu Statystycznego („GUS”) oraz Agencji Rynku Energii („ARE”), z uwzględnieniem wahań rynkowej ceny biomasy w latach 2006-2013. Źródłem kalkulacji jest opracowanie przygotowane przez Ernst and Young w oparciu o standardy inwestycyjne oraz dane objęte poufnością informacji statystycznych pochodzące z GUS/ARE i uzyskane od Polskiego Towarzystwa Energetycznego („opracowanie EY”). Ernst and Young otrzymał sprawozdania GUS/ARE od 10 głównych podmiotów funkcjonujących na rynku energii elektrycznej w Polsce. Zatem, w odróżnieniu od skarżącego, opracowanie EY w swoich kalkulacjach opierało się na oficjalnych danych statystycznych.
- (98) Zebrane dane w zakresie współspalania dotyczą:
- mocy zainstalowanej brutto w elektrowniach zawodowych na węgiel kamienny i węgiel brunatny równej 24,5 GW (ponad 97% mocy zainstalowanej w tego typu jednostkach w kraju);
  - mocy zainstalowanej brutto w elektrociepłowniach równej 4,1 GW (ok. 70% mocy zainstalowanej w tego typu jednostkach w kraju).
- (99) Dane kosztowo-eksploatacyjne dla elektrowni wodnych zostały określone na podstawie opracowań Towarzystwa Elektrowni Wodnych z uwzględnieniem danych publikowanych przez instytucje branżowe i specjalistyczne firmy oraz wyników konsultacji z operatorami jednostek.

**Table 2a. Market electricity prices in 2006-2013 and average generation cost of 1 MWh of electricity in RES sources (LCOE) [PLN/MWh]**



CHP LCOE calculated taking into account income from green and red certificates. Source: EY study.

### Rysunek 3 – Ceny rynkowe energii elektrycznej i koszty produkcji energii z OZE

- (100) Średni ważony koszt kapitału (WACC) został obliczony jako jednakowy dla wszystkich technologii i wynosi 8 % przed opodatkowaniem i bez uwzględnienia inflacji.
- (101) Władze polskie przedstawiły koszty i przychody z 1 MWh energii wytworzonej w jednostkach OZE, zakładach współspalania biomasy oraz elektrowniach wodnych w latach 2006-2013. Władze polskie twierdzą, że wytwórcy OZE osiągają zysk z kapitału niższy niż ich WACC (8 %), a zatem osiągnęli zwrot z kapitału niższy niż taki, który byłby uzasadniony poziomem poniesionego ryzyka.

**Tabela 1 – Koszty produkcji energii z OZE w porównaniu do przychodów (w PLN)**

	Elektrownie		Zakłady CHP <sup>22</sup>		Elektrownie wodne		Wszystkie technologie OZE
	węgiel kamienny	węgiel brunatny	> 30 lat	< 30 lat	Moc ≤ 5 MW	Moc > 5 MW	
Koszt LCOE (średnia z okresu 2006-2013)	460	459	475	511	530	486	506
Przychody	459	459	459	459	459	459	459
Rynkowe ceny energii	192	192	192	192	192	192	192
Ceny rynkowe świadectw pochodzenia	267	267	267	267	267	267	267
Stopa zwrotu z poziomu średnich przychodów	7,93 %	8,00 %	6,76 %	5,43 %	6,04 %	7,46 %	5,73 %

Zródło: Opracowanie EY.

<sup>22</sup> W kalkulacji ujęto zakłady CHP, które wykorzystują biomasę i otrzymują również świadectwa pochodzenia. Koszt LCOE dla zakładów CHP nie obejmuje przychodu ze świadectw CHP i wytwarzania ciepła.

- (102) Polska potwierdziła, że zgodnie z przepisami księgowości żadna z instalacji współspalania i elektrowni wodnych będąca beneficjentem systemu ŚP nie została w pełni zamortyzowana. Dane przedstawione przez władze polskie nie odnoszą się jednak do kwot rzeczywiście zaksięgowanych przez beneficjentów jako odpisy amortyzacyjne, ale do wartości amortyzacji, jaka powinna zostać zaksięgowana, jeżeli zostałyby zastosowane międzynarodowe standardy sprawozdawczości finansowej (MSSF). Władze polskie wyjaśniły, że stawki amortyzacji podatkowej stosowane w przeszłości w Polsce były znacząco wyższe niż stawki księgowe wynikające z MSSF i nie odzwierciedlały rzeczywistego okresu użyteczności środka trwałego; wartość księgowa składników aktywów nie odzwierciedlała ich godziwej wartości zgodnie z MSSF, ponieważ nie podlegała ponownemu szacowaniu w okresach hiperinflacji<sup>23</sup>, co oznacza, że wartość brutto majątku, która rosła w związku z rosnącym wskaźnikiem inflacji, nie była księgowo aktualizowana, przez co nawet stosunkowo wysokie stawki amortyzacji, ale liczone od niezaktualizowanej (niskiej) wartości majątku, nie pozwalały na odzwierciedlenie jego realnej wartości.
- (103) Władze polskie potwierdziły, że we wszystkich zakładach współspalania i elektrowniach wodnych istniejących od ponad 30 lat poniesione zostały nakłady na modernizację w wysokości 25-40 % nakładów na nowe jednostki. Średni poziom niezamortyzowanych nakładów w tych jednostkach wynosi ponad 40 %. W jednostkach istniejących od poniżej 30 lat poziom niezamortyzowanych nakładów budowlanych wynosi także co najmniej 40 %, a w przypadku zakładów współspalania – również niezamortyzowanych nakładów na instalacje współspalania biomasy.

#### 2.3.3.1. Elektrownie wodne

- (104) Władze polskie twierdzą, że żadna z elektrowni wodnych uczestniczących w systemie ŚP nie została zamortyzowana. W szczególności starsze elektrownie wodne musiały zostać zmodernizowane zgodnie z wymogami pozwoleń wodnoprawnych.
- (105) Władze polskie twierdzą, że we wszystkich istniejących instalacjach hydroelektrycznych przeprowadzono gruntowne remonty w latach 2005-2014, a także wybudowano nowe elektrownie. Władze polskie wyjaśniły, że na podstawie danych z grup energetycznych, reprezentujących około 2/3 mocy zainstalowanej w elektrowniach wodnych, można stwierdzić, że nakłady na budowę i modernizację elektrowni wodnych w latach 2005-2014 przekroczyły miliard złotych. W latach 2005-2014 zbudowano nowe elektrownie wodne, a wszystkie istniejące zmodernizowano. Na poparcie swoich twierdzeń władze polskie przedstawiły dane dotyczące wszystkich elektrowni wodnych w Polsce (łącznie 747) z zaznaczeniem, czy zostały one wyremontowane, czy też są to nowe inwestycje.
- (106) Polska nie była w stanie potwierdzić, że we wszystkich elektrowniach wodnych, które otrzymały świadectwa pochodzenia w ramach systemu wsparcia z 2005 roku, przeprowadzono odpowiednie modernizacje po tym, jak uzyskały one prawo do

---

<sup>23</sup> Istotne przeszacowanie majątku zostało dokonane dopiero w 1995 roku, co oznacza, że przez prawie 20 lat (tj. od roku 1975, w którym wskaźnik inflacji zaczął wyraźnie rosnać, co powinno stanowić uzasadnienie do dokonywania regularnych przeszacowań majątku) realna wartość amortyzacji (pomimo wysokich stawek amortyzacji) była bardzo niska.

otrzymywania świadectw pochodzenia. Zamiast tego władze polskie wyjaśniły, że przed 2005 r. istniał inny system wsparcia dla energii ze źródeł odnawialnych i jeżeli niektóre elektrownie wodne poczyniły inwestycje przed uzyskaniem prawa do otrzymywania świadectw pochodzenia, zrobiły to wyłącznie na podstawie otrzymanego wsparcia i w przekonaniu, że odpowiednie wsparcie będzie kontynuowane.

- (107) Zdaniem władz polskich, gdyby zmodernizowane elektrownie wodne nie czerpały korzyści z przychodów z systemów wsparcia OZE, nie przeprowadziłyby one modernizacji, co w konsekwencji doprowadziłoby do zmniejszenia ich mocy wytwórczych.
- (108) Władze polskie poinformowały, że pierwszy system wsparcia OZE został w Polsce wprowadzony w 1999 r. ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. W tamtym czasie beneficjentami systemu były prawie wyłącznie elektrownie wodne. System ten nie był ograniczony czasowo i oparty był na obowiązku nabycia kontyngentu energii z OZE, któremu podlegały przedsiębiorstwa dokonujące obrotu energią. Kwoty miały rosnać z roku na rok i osiągnąć 7,5 % w roku 2010 i latach następnych. System ten gwarantował wytwórcom energii z OZE, że otrzymają oni długoterminowe wsparcie i na tej podstawie zdecydowali się oni na budowę nowych instalacji lub modernizację instalacji istniejących.
- (109) Władze polskie poinformowały, że wsparcie uzyskane przez wytwórców energii z OZE w ramach systemu z 1999 r. (ok. 160 PLN/MWh) odpowiada poziomowi wsparcia, które uzyskali w ramach systemu z 2005 r. (średniej wartości świadectw pochodzenia).
- (110) W 2005 r. poprzedni system został zastąpiony systemem ŚP, który traktowany jest jako jego kontynuacja.
- (111) Władze polskie twierdzą, że w przypadku elektrowni wodnych nie występuje żadna nadmierna rekompensata.

**Tabela 2 – Średni koszt LCOE dla elektrowni wodnych w 2012 r.<sup>24</sup>**

Jednostka		Moc > 5 MW		Moc ≤ 5 MW	
		Istnieje od > 40 lat	Istnieje od < 40 lat	Istnieje od > 40 lat	Istnieje od < 40 lat
Nakłady na jednostkę istniejącą	PLN/kW	[11 000 – 13 000]	17 000 - 21 000]	[9 000 - 12 000]	[14 000 – 17 000]
Stałe koszty operacyjne	PLN/kW/rok	[70 - 130]	[70 - 130]	[500 –	[500 - 900]
Żywotność jednostki istniejącej	lata	40	60	40	60
Czas wykorzystania mocy osiągalnej	godziny/rok	2 500	2 500	3 400	3 400
WACC = stopa dyskonta	%	8,00 %	8,00 %	8,00 %	8,00 %
Koszt zmienny	PLN/MWh	0	0	0	0

<sup>24</sup> Władze polskie wskazują, że dane z 2012 r. są najbardziej odpowiednie, ponieważ w kolejnych latach spadły ceny świadectw pochodzenia i ceny energii, a co za tym idzie, przychody uzyskane z tytułu świadectw pochodzenia były znacząco niższe.

Stałe koszty operacyjne	PLN/MWh	[30 – 50]	[30 – 50]	[180 –	[180 – 220]
Koszty kapitałowe	PLN/MWh	[380 – 440]	[590 – 640]	[240 –	[360 – 420]
<b>KOSZT LCOE</b>	<b>PLN/MWh</b>	<b>[410 – 490]</b>	<b>[620 – 690]</b>	<b>[420 –</b>	<b>[540 – 640]</b>
Średnia <sup>25</sup> dla grup	PLN/MWh	[470 – 500]		[510 – 560]	
Średnia dla wszystkich elektrowni wodnych	PLN/MWh	[490 – 530]			
<b>Przychody ogółem</b>	<b>PLN/MWh</b>	<b>[420 – 480]</b>		<b>[420 – 480]</b>	
• z tytułu energii elektrycznej	PLN/MWh	[190 – 210]		[190 – 210]	
• z tytułu świadectw pochodzenia	PLN/MWh	[230 – 270]		[230 – 270]	

Źródło: opracowanie EY.

- (112) Polska przedstawiła również obliczenia finansowe dotyczące typowej elektrowni wodnej (elektrownia wodna o mocy 20-200 MW istniejąca od ponad 30 lat).
- (113) Wszystkie kalkulacje pokazują, że marże zysku elektrowni wodnych łącznie, a także uzyskane przez typową elektrownię wodną, nie osiągają 8 % zwrotu na kapitale.
- (114) Władze polskie twierdzą, że żadna z elektrowni wodnych nie wymaga oddzielnego zgłoszenia pomocy państwa. W Polsce istnieją tylko dwie elektrownie wodne z teoretyczną mocą zainstalowaną przekraczającą 125 MW (EW Solina i EW Włocławek), które ujęte są w systemie ŚP<sup>26</sup>. Nie jest to jednak rzeczywista moc zainstalowana, ponieważ są to elektrownie zaporowe z dużą nadwyżką mocy zainstalowanej w porównaniu z mocą generowaną przez przepływ wody.
- (115) EW Solina wyposażona jest w pompoturbinę i działa jako elektrownia szczytowa z członem pompowym. Jednocześnie energia wytwarzana z przepływu wody (tj. moc, za którą przyznawane są świadectwa pochodzenia) nie przekracza 12 MW.
- (116) Moc teoretyczna EW Włocławek jest o wiele za duża w stosunku do przepływu wody w miejscu zainstalowania, a jej rzeczywista moc produkcyjna wynosi [<100] MW.
- (117) Władze polskie poinformowały również, że te elektrownie zostały zakwalifikowane do bieżącego systemu ŚP w 2005 r., a zatem wszelka pomoc państwa na ich rzecz powinna być oceniana zgodnie z Wytocznymi wspólnotowymi w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska z 2001 r.<sup>27</sup>, w których nie przewidziano wymogu oddzielnego zgłoszenia w odniesieniu do elektrowni o dużej mocy zainstalowanej wytwarzanej z OZE.
- (118) Co więcej, władze polskie twierdzą, że pomoc otrzymana przez elektrownie wodne jest w przypadku elektrowni szczytowo-pompowych ograniczona przez rolę, jaką spełniają w krajowej sieci, tj. są wykorzystywane tylko w chwilach

<sup>25</sup> Wartości średnie obliczono według udziałów mocy poszczególnych grup wiekowych.

<sup>26</sup> Pozostałe elektrownie wymienione w informacji przedstawionej przez skarżącego jako elektrownie o mocy zainstalowanej przekraczającej 125 MW to elektrownie szczytowo-pompowe, które nie kwalifikują się do otrzymania świadectw pochodzenia.

<sup>27</sup> Wytoczne wspólnotowe w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska, Dz.U. C 37 z 3.2.2001, s. 1.

największego zapotrzebowania na energię, a także przez naturalną efektywność zapór.

### 2.3.3.2. Elektrownie wykorzystujące współspalanie

- (119) W celu uzyskania świadectw pochodzenia zakład współspalania biomasy nie może wykorzystywać drewna wysokiej jakości<sup>28</sup> i musi zużywać określony udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego<sup>29</sup>.

**Tabela 3 – Koszt LCOE dla elektrowni wykorzystujących współspalanie biomasy w 2012 r.<sup>30</sup>**

Kategoria	Jednostka	Elektrownie na	Elektrownie na
		węgiel kamienny	węgiel brunatny
Nakłady na jednostkę istniejącą	PLN/kW	[3850 – 4150]	[4500 – 5100]
Stałe koszty operacyjne	PLN/kW/rok	[140 – 180]	[220 – 260]
Dodatkowe nakłady inwestycyjne	PLN/kW	[320 – 380]	[430 – 470]
Stałe koszty operacyjne	PLN/kW/rok	[15 – 20]	[28 – 35]
Razem stałe koszty operacyjne (bez amortyzacji)	PLN/kW/rok	[150 – 200]	[250 – 300]
Żywotność jednostki istniejącej	lata	30	30
Żywotność instalacji dla potrzeb współspalania	lata	25	25
Czas wykorzystania mocy osiągalnej	godziny/rok	4100	5500
Sprawność elektryczna netto	%	[32 – 36]	[31 – 37]
Zużycie paliwa	GJ/MWh	[8 – 12]	[8 - 12]
Cena biomasy	PLN/GJ	[28 – 36]	[28 – 34]
WACC = stopa dyskonta	%	8	8
Koszt zmienny	PLN/MWh	[310 – 380]	[300 – 360]
Stałe koszty operacyjne	PLN/MWh	[30 – 60]	[40 – 60]
Koszty kapitałowe	PLN/MWh	[85 – 110]	[80 - 90]
<b>KOSZT LCOE</b>	<b>PLN/MWh</b>	<b>[425 – 550]</b>	<b>[420 – 510]</b>
<b>Przychody ogółem</b>	<b>PLN/MWh</b>	<b>[420 – 480]</b>	<b>[420 – 480]</b>
z tytułu energii elektrycznej	PLN/MWh	[190 – 210]	[190 – 210]
z tytułu świadectw pochodzenia <sup>31</sup>	PLN/MWh	[230 – 270]	[230 – 270]

Źródło: opracowanie EY.

<sup>28</sup> Drewnem wysokiej jakości określa się drewno spełniające wymagania jakościowe wymienione w normach określających wymagania i badania dla drewna wielkowymiarowego liściastego, drewna wielkowymiarowego iglastego oraz drewna średniowymiarowego dla grup oznaczonych jako S1, S2 i S3, oraz materiał drzewny powstały w wyniku procesu celowego rozdrabniania tego drewna.

<sup>29</sup> Biomasa pochodząca z upraw energetycznych lub odpadów i pozostałości z produkcji rolnej, z przemysłu przetwarzającego jej produkty oraz ziaren zbóż, które nie podlegają zakupowi interwencyjnemu, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, z wyłączeniem odpadów i pozostałości z produkcji leśnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty.

<sup>30</sup> Władze polskie wskazują, że dane z 2012 r. są najbardziej odpowiednie, ponieważ w kolejnych latach spadły ceny świadectw pochodzenia i ceny energii, a co za tym idzie, przychody uzyskane z tytułu świadectw pochodzenia były znacząco niższe.

<sup>31</sup> Przyjęta wartość odpowiada wartości z 2012 roku – w 2013 i 2014 roku cena świadectw pochodzenia spadła odpowiednio do poziomu 213 PLN/MWh i 200 PLN/MWh.



- (120) Władze polskie twierdzą, że w przypadku elektrowni wykorzystujących współspalanie nie występuje żadna nadmierna rekompensata. Władze polskie utrzymują, że elektrownie, w szczególności elektrownie wykorzystujące węgiel brunatny osiągnęły przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej niższe od średniej rynkowej.
- (121) Władze polskie twierdzą, że w przypadku elektrowni CHP wykorzystujących współspalanie nie występuje żadna nadmierna rekompensata. Władze polskie przedstawiły kalkulacje uwzględniające przychody z tytułu sprzedaży ciepła oraz z tytułu sprzedaży certyfikatów CHP dla grup typowych jednostek wytwórczych w Polsce. Grupa CHP 1 obejmuje elektrownie znajdujące się w drugiej połowie cyklu życia (działalność powyżej 30 lat), natomiast grupa CHP 2 obejmuje elektrownie istniejące poniżej 30 lat. Średnie koszty dla 2012 r. są we wszystkich grupach wyższe niż łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia, które wyniosły [420 – 480] PLN/MWh. Kalkulacje przeprowadzono dla roku 2012, ponieważ dostępne były wszystkie dane z tego roku, a także dlatego, że był to rok, w którym elektrownie CHP osiągnęły najwyższe przychody (niemożliwa była sprzedaż certyfikatów CHP za rok 2013, a za rok 2014 możliwa była wyłącznie sprzedaż częściowa).

**Tabela 4 – Średni koszt LCOE w 2012 r. dla elektrowni CHP wykorzystujących współspalanie biomasy**

Kategoria	Jednostka	CHP1:	CHP 2:
		Współspalanie	Współspalanie
Żywotność jednostki istniejącej	lata	30	40
Żywotność instalacji dla potrzeb	lata	25	25
Czas wykorzystania mocy osiągalnej	godziny/rok	4000	4500
Sprawność ogólna netto	%	[70-77]	[71-78]
Sprawność elektryczna netto	%	[20-24]	[22-26]
WACC = stopa dyskonta	%	8	8
<b>KOSZT LCOE</b>	<b>PLN/MWh</b>	<b>[720 – 780]</b>	<b>[730 – 790]</b>
<b>Koszt LCOE (po odliczeniu przychodów z ciepła i certyfikatów CHP)</b>	<b>PLN/MWh</b>	<b>[480 – 520]</b>	<b>[510 – 560]</b>
<b>Średni koszt LCOE</b>	<b>PLN/MWh</b>	<b>[500 – 540]</b>	
<b>Przychody ogółem, z tego:</b>	<b>PLN/MWh</b>	<b>[420 – 480]</b>	<b>[420 – 480]</b>
z tytułu energii elektrycznej	PLN/MWh	[190 – 210]	[190 – 210]
z tytułu świadectw pochodzenia <sup>32</sup>	PLN/MWh	[230 – 270]	[230 – 270]

Źródło: opracowanie EY.

- (122) Zdaniem władz polskich zarzuty skarżącego dotyczące nadmiernej rekompensaty w przypadku instalacji współspalania nie uwzględniają kosztów kapitałowych tych jednostek, takich jak koszty kapitałowe poniesione na remonty oraz związane z okresem hiperinflacji w Polsce. Co więcej, władze polskie twierdzą, że kalkulacje zawarte w skardze uśredniają koszty paliwa w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem biomasy w instalacjach współspalania, podczas gdy świadectwa pochodzenia przyznawane są wyłącznie za energię elektryczną wytworzoną z biomasy.

<sup>32</sup> Przyjęta wartość odpowiada wartości z 2012 roku – w 2013 i 2014 roku cena świadectw pochodzenia na TGE sukcesywnie spadała odpowiednio do poziomu 213 PLN/MWh i 200 PLN/MWh.

- (123) Władze polskie twierdzą, że kalkulacje Instytutu Energetyki Odnawialnej, zawarte w badaniu wskazanym w skardze, oparte są na nieprawidłowych założeniach, które nie przedstawiają rzeczywistego średniego kosztu LCOE dla polskich elektrowni wykorzystujących współspalanie.
- (124) Zdaniem władz polskich w 2013 r. nastąpił spadek ilości wytwarzanej energii elektrycznej w elektrowniach współpalających biomasę o 50 % z powodu nieopłacalności produkcji energii z biomasy pochodzącej z droższych dostaw. W tym okresie ceny energii wynosiły 185 PLN/MWh, a ceny świadectw pochodzenia kształtowały się na poziomie 150-170 PLN/MWh. Przy założeniu, że całkowity przychód wyniósł 335-355 PLN/MWh, koszt LCOE obliczony przez Instytut Energetyki Odnawialnej na poziomie 202,88 PLN/MWh nie mógłby być prawidłowy (ponieważ gdyby był prawidłowy, elektrownie współpalające miałyby istotną zachętę do zwiększenia swojej produkcji energii elektrycznej).
- (125) Polska przedstawiła również obliczenia finansowe dla typowej elektrowni wykorzystującej współspalanie (elektrownia o mocy 1 000-2 000 MW istniejąca od ponad 30 lat).
- (126) Te wszystkie obliczenia wskazują, że łączna marża zysku osiągnięta przez elektrownie wykorzystujące współspalanie oraz elektrociepłownie współpalające biomasę, a także osiągnięta przez typową elektrownię wykorzystującą współspalanie, nie osiąga 8 % zwrotu na kapitale.
- (127) Zdaniem władz polskich kumulacja wsparcia, która wynika z przyznawania więcej niż jednego typu certyfikatów za jednostkę energii elektrycznej, nie może prowadzić i nie prowadzi do nadmiernej rekompensaty, ponieważ system ŚP wspiera dodatkowe koszty wynikające z wytwarzania energii w OZE, natomiast system wsparcia CHP pokrywa dodatkowe koszty związane z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.
- (128) W odpowiedzi na zarzuty, w których skarżący podnosi, że koszt LCOE dla współspalania na poziomie [730 – 790] PLN/MWh jest wyższy od wszelkich przedstawianych dotychczas danych, władze polskie wyjaśniły, że koszt ten odnosi się do współspalania CHP. Zakład CHP wykorzystujący współspalanie biomasy ponosi wyższe koszty niż zakład współspalania niebędący CHP z powodu tego, że pomimo wysokiej sprawności całkowitej, dla otrzymania tej samej liczby świadectw pochodzenia co biomasowa elektrownia kondensacyjna o analogicznej zainstalowanej mocy elektrycznej będzie musiał zużyć więcej paliwa.
- (129) Co więcej, władze polskie twierdzą, że wsparcie udzielone zakładom współspalania nie utrudniało rozwoju innych technologii OZE. Rozwój wszystkich technologii był szybszy niż prognozowany w Krajowym planie działania w zakresie OZE, przy czym rozwój energetyki wiatrowej zanotował najbardziej dynamiczny rozwój.
- (130) Władze polskie twierdzą, że nie istnieją w Polsce elektrownie wykorzystujące współspalanie, w których moc zainstalowana jednostki wykorzystującej biomasę przekraczałaby 125 MW.
- (131) Ponadto władze polskie wskazują, że elektrownie wykorzystujące współspalanie w znaczący sposób przyczynią się do osiągnięcia przez Polskę jej celów na rok 2020. W 2013 r. jednostki współspalania wchodziły w skład elektrowni o całkowitej

mocy zainstalowanej wynoszącej 21 GW, spośród których tylko dwie zostaną zamknięte do roku 2020 z powodu niespełniania wymogów w zakresie ochrony środowiska. W 2020 r. jednostki współspalania będą wytwarzać do 10 TWh energii z biomasy.

- (132) W kwestii kumulacji świadczeń z pomocą inwestycyjną władze polskie twierdzą, że jest ona rzeczywiście możliwa i miała miejsce, jednak nie doprowadziła ona do nadmiernej rekompensaty. Pomoc inwestycyjna została przyznana na podstawie rozporządzenia Komisji (WE) nr 800/2008 z dnia 6 sierpnia 2008 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne ze wspólnym rynkiem w zastosowaniu art. 87 i 88 Traktatu oraz zgodnie z określonymi w tym rozporządzeniu poziomami intensywności pomocy. Władze polskie przedstawiły tabele zawierające szczegółowe obliczenia, pokazujące kumulację różnych form pomocy, aby wykazać, że w efekcie ogólnym nie doszło do powstania łącznej nadwyżki rekompensaty. Władze polskie przedłożyły również szczegółowe dane odnoszące się do konkretnych przykładów.

**Tabela 5 – Łączna pomoc inwestycyjna oraz operacyjna w 15-letnim okresie wsparcia w ramach systemu ŚP**

Poziom wsparcia inwestycyjnego	Jednostka	Elektrownia wodna	Współspalanie biomasy		Elektrownie wiatrowe		Biogazownie	
		Wszystkie jednostki	Elektrownie	Elektrociepłownie	≤10 MW	>10 MW	< 1 MW	≥ 1 MW
Maksymalna wartość projektu	mln PLN/MW	38,0	4,5	7,0	10,6	8,6	29,6	20,9
Maksymalny poziom wsparcia inwestycyjnego	%	60 %	30 %	17 %	64 %	38 %	60 %	60 %
Koszt kapitałowy	PLN/MWh	457,7	62,2	129,0	222,9	311,5	395,2	279,1
Średnia wartość projektu	mln PLN/MW	14,5	3,4	5,4	6,8	5,9	14,0	13,9
Średnia wartość pomocy inwestycyjnej	%	44 %	11 %	12 %	47 %	19 %	47 %	45 %
Koszt kapitałowy	PLN/MWh	244,5	58,9	94,4	210,5	279,2	247,7	255,2
Stałe koszty operacyjne	PLN/MWh	101,7	39,9	0,0	200,0	150,0	114,3	114,3
Koszt zmienny	PLN/MWh	0,0	287,7	370,0	0,0	0,0	307,5	307,5
<b>Koszty łączne - wariant maksymalny</b>	PLN/MWh	559,4	389,8	499,0	422,9	461,5	817,0	700,8
<b>Koszty łączne - wariant średni</b>	PLN/MWh	<b>346,2</b>	<b>386,5</b>	<b>464,4</b>	<b>410,5</b>	<b>429,2</b>	<b>669,4</b>	<b>676,9</b>
<b>Przychody</b>								
Prognozowana cena energii elektrycznej	PLN/MWh	180	180	180	180	180	180	180
Prognozowana cena ciepła	PLN/MWh	90	-	90	-	-	90	90
Prognozowana cena świadczeń pochodzenia	PLN/MWh	160	160	160	160	160	160	160
Prognozowana cena czerwonych certyfikatów	PLN/MWh	-	-	10	-	-	10	10

Prognozowana cena żółtych certyfikatów	PLN/MWh	-	-	-	-	-	110	
Prognozowana cena fioletowych certyfikatów	PLN/MWh	-	-	-	-	-	-	60
<b>Przychody ogółem</b>	<b>PLN/MWh</b>	<b>340</b>	<b>340</b>	<b>440</b>	<b>340</b>	<b>340</b>	<b>550</b>	<b>500,0</b>

### 3. OCENA ŚRODKÓW

#### 3.1. Istnienie pomocy

##### 3.1.1. System ŚP w celu wsparcia wytwórców energii ze źródeł odnawialnych

- (133) Zgodnie z art. 107 ust. 1 TFUE wszelka pomoc przyznawana przez państwo członkowskie lub przy użyciu zasobów państwowych w jakiegokolwiek formie, która zakłóca lub grozi zakłóceniem konkurencji poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów, jest niezgodna z rynkiem wewnętrznym w zakresie, w jakim wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi, z zastrzeżeniem innych postanowień przewidzianych w traktatach.
- (134) Władze polskie uważają, że system ŚP nie wiąże się z pomocą państwa i dokonały zgłoszenia w zakresie zmniejszenia obciążeń wynikających z obowiązku certyfikacyjnego OZE dla odbiorców energochłonnych w celu uzyskania pewności prawa.
- (135) Władze polskie twierdzą, że system ŚP nie powoduje przeniesienia zasobów państwa, ale stanowi wymianę zasobów pomiędzy podmiotami prywatnymi, a świadectwa pochodzenia nie mogą zostać sprzedane lub sprzedane na aukcji przez Skarb Państwa.
- (136) Komisja uważa, że wsparcie dla energii elektrycznej wytwarzanej z OZE, przyznane w formie świadectw, może stanowić pomoc państwa w rozumieniu art. 107 ust. 1 TFUE. Z tego względu zamieściła stosowną sekcję w swoich Wytocznych określających warunki zgodności takich opartych na świadectwach mechanizmów wsparcia z rynkiem wewnętrznym (zob. pkt 109 EAG z 2008 r. oraz sekcja 3.3.2.4 EEAG).
- (137) W rzeczywistości, w przypadku środków podlegających ocenie, państwo przyznaje wytwórcom energii z OZE świadectwa pochodzenia bezpłatnie. Jednocześnie państwo tworzy rynek świadectw pochodzenia, nakładając na większość wytwórców energii elektrycznej (podmioty zobowiązane) obowiązek zakupu określonej liczby świadectw pochodzenia i stwarzając w ten sposób popyt na świadectwa. Wytwórcy energii elektrycznej z OZE uzyskują korzyść, ponieważ otrzymują świadectwa pochodzenia bezpłatnie i mogą je sprzedawać na rynku świadectw lub podmiotom zobowiązanym, uzyskując w ten sposób dodatkowy przychód. Celem takiego wsparcia jest faworyzacja produkcji energii elektrycznej z OZE w stosunku do energii elektrycznej wytworzonej z innych źródeł, która może zakłócić konkurencję pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej. Energia

elektryczna znajduje się w szerokim obrocie między państwami członkowskimi. Wyżej opisane wsparcie najprawdopodobniej wpłynie zatem na wymianę handlową między państwami członkowskimi.

- (138) Wbrew stanowisku wyrażanemu przez władze polskie, że system ŚP nie obejmuje przekazania zasobów państwa, Komisja dowiedzie poniżej że ma to miejsce z dwóch przyczyn. Po pierwsze, wskutek bezpłatnego przyznania świadectw pochodzenia wytwórcom energii elektrycznej z OZE, przy jednoczesnym określeniu kontyngentu wobec podmiotów zobowiązanych /tworzeniu zapotrzebowania na takie świadectwa, państwo zrzeka się zasobów państwa (zob. pkt 3.1.1.1). Po drugie, nadzór sprawowany przez państwo nad przepływem środków finansowych między wytwórcami energii elektrycznej z OZE a podmiotami zobowiązanymi stanowi dowód, że wsparcie pochodzi z zasobów państwa (jak już Komisja dowiodła w sprawie SA.33995<sup>33</sup>) (zob. pkt 3.1.1.2). Elementy obu toków rozumowania niezależnie od siebie prowadzą Komisję do uznania, że w system zaangażowane są zasoby państwowe.

#### 3.1.1.1. Darmowe przyznawanie świadectw pochodzenia

- (139) Polski system ŚP opiera się na bezpłatnym przyznawaniu przez Skarb Państwa świadectw wytwórcom energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (beneficjentom). Państwo stworzyło również rynek zbytu dla tych świadectw poprzez nałożenie obowiązku nabywania świadectw przez określone podmioty, głównie dostawców energii elektrycznej (zob. motyw 18, 20). Obowiązek nabywania/kontyngent został ustanowiony na mocy art. 9a ust. 1 i 9 ustawy Prawo energetyczne w rozporządzeniu Ministra Gospodarki.
- (140) Po pierwsze, bezpłatnie przekazując świadectwa pochodzenia wytwórcom energii elektrycznej z OZE, państwo w rzeczywistości bezpłatnie przekazuje im wartości niematerialne i prawne. Po drugie, świadectwa pochodzenia mogą być przedmiotem obrotu na określonym rynku (zob. motyw 18), a poprzez ich sprzedaż podmiotom objętym obowiązkiem wytwórcy energii elektrycznej z OZE uzyskują przychody.
- (141) W orzeczeniu<sup>34</sup> z dnia 8 września 2011 r. Trybunał Sprawiedliwości stwierdził, że uprawnienia do emisji NOx mogły być przedmiotem obrotu<sup>35</sup>, ponieważ (i) państwo zezwoliło na sprzedaż tych uprawnień oraz (ii) państwo pozwoliło podmiotom, które wyemitowały nadwyżkę NOx na nabycie brakujących uprawnień do emisji od innych podmiotów. W ten sposób utworzono rynek zbytu dla uprawnień. Poprzez umożliwienie obrotu uprawnieniami państwo nadało im wartość rynkową.
- (142) W przypadku polskiego systemu świadectw pochodzenia rynek został stworzony poprzez samo wdrożenie systemu wsparcia, tj. nałożenie w formie przepisów prawnie wiążących przez państwo na określone podmioty obowiązku przedstawienia Prezesowi URE określonej liczby świadectw pochodzenia na koniec okresu sprawozdawczego (obowiązek umorzenia). Podobnie jak w sprawie NOx, w tym przypadku ramy prawne tworzą<sup>36</sup> świadectwa – bez żadnego świadczenia

<sup>33</sup> Zob. decyzja C(2014) 8786 final, sekcja 7.1.3.

<sup>34</sup> C-279/08 P Komisja/Niderlandy, ECLI:EU:C:2011:551

<sup>35</sup> C-279/08 P Komisja/Niderlandy, ECLI:EU:C:2011:551, pkt 88.

<sup>36</sup> Art. 9e ustawy Prawo energetyczne i art. 44 ustawy o OZE.

wzajemnego na rzecz państwa – które ze względu na popyt stworzony przez państwo oraz swój zbywalny charakter posiadają wartość ekonomiczną.

- (143) Trybunał Sprawiedliwości uznał<sup>37</sup> również, że uprawnienia do emisji miały charakter wartości niematerialnych i prawnych, które były bezpłatnie przekazywane przez państwo wybranym przedsiębiorstwom. Tymczasem państwo, nadając uprawnieniom do emisji charakter zbywalnych wartości niematerialnych i prawnych oraz przekazując je bezpłatnie do dyspozycji przedsiębiorstwom, zamiast je sprzedać, zrzeka się w istocie zasobów publicznych.
- (144) Komisja uważa, że taką samą argumentację można zastosować w przypadku polskiego systemu ŚP. Państwo stworzyło zbywalne aktywa w postaci świadectw pochodzenia i udostępniło je wytwórcom energii elektrycznej z OZE. Co więcej – państwo nadało im wartość ekonomiczną poprzez stworzenie rzeczywistego rynku świadectw pochodzenia z popytem wynikającym z kontyngentu nałożonego na określone podmioty i określenie opłaty zastępczej<sup>38</sup>. Zamiast sprzedaży świadectw pochodzenia lub wystawiania ich na aukcji państwo bezpłatnie przyznaje świadectwa pochodzenia i w ten sposób zrzeka się zasobów publicznych.
- (145) W przypadku niespełnienia tego obowiązku umorzenia przez podmioty objęte obowiązkiem i zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, te podmioty podlegają karze (zob. motyw 22). Kara, której wysokość ustalono na 130 % opłaty zastępczej należnej za dany rok, służy zachęceniu podmiotów objętych obowiązkiem do zakupu świadectw pochodzenia i zagwarantowania w ten sposób popytu na te świadectwa.
- (146) W tym kontekście władze polskie twierdzą, że świadectwa pochodzenia stanowią jedynie potwierdzenie pochodzenia energii elektrycznej z OZE i, jako takie, nie mogłyby być sprzedawane lub wystawiane na aukcji. Komisja zauważa jednak, że świadectwa pochodzenia same w sobie stanowią dobro o pewnej wartości. W związku z tym nie służą one wyłącznie do poświadczenia pochodzenia określonego rodzaju energii elektrycznej, analogicznie do gwarancji pochodzenia, o których mowa w dyrektywie 2001/77/WE i 2009/28/WE. W przeciwieństwie do gwarancji pochodzenia, w tym przypadku państwo nałożyło obowiązkowy kontyngent na świadectwa pochodzenia, którego niespełnienie obłożone jest karą administracyjną. Dlatego też, zgodnie z wnioskami Trybunału Sprawiedliwości w sprawie C-279/08 P Komisja/Niderlandy, Komisja zauważa, że państwo polskie mogło skonstruować system w odmienny sposób, w którym świadectwa byłyby sprzedawane lub wystawiane na aukcji.
- (147) Komisja uważa, że sam powyższy element jest wystarczający, aby stwierdzić, że polski system ŚP wiąże się z pomocą państwa, a Polska miała świadomość tego faktu co najmniej począwszy od dnia 8 września 2011 r., w którym zapadło orzeczenie w sprawie C-279/08 P Komisja/Niderlandy.

---

<sup>37</sup> C-279/08 P Komisja/Niderlandy, ECLI:EU:C:2011:551, pkt 107.

<sup>38</sup> Zob. art. 9a ustawy Prawo energetyczne oraz art. 52 i 56 ustawy o OZE.

### 3.1.1.2. Finansowanie systemu ŚP i ogólny nadzór państwa nad przepływami finansowymi między podmiotami

- (148) Pojęcie „interwencji z użyciem zasobów państwa” służy temu, by w pojęciu tym zawrzeć zarówno korzyści bezpośrednio przyznane przez państwo, jak i „te przyznane przez wyznaczone albo utworzone przez to państwo instytucje publiczne lub prywatne”<sup>39</sup>. W tym sensie art. 107 ust. 1 TFUE obejmuje wszystkie środki finansowe, z użyciem których władze publiczne mogą rzeczywiście wspierać przedsiębiorstwa, niezależnie od tego, czy środki te stanowią trwałe aktywa sektora publicznego<sup>40</sup>.
- (149) W przypadku przedmiotowego środka państwo szczegółowo określa powszechnie prawnie wiążące zasady tworzenia popytu na świadectwa pochodzenia i ich podaży, sposobu organizacji rynku świadectw pochodzenia oraz zasady dotyczące uczestnictwa i przepływów finansowych. Koszty nabycia świadectw pochodzenia przez podmioty objęte obowiązkiem są przenoszone na odbiorców końcowych w cenie sprzedawanej energii elektrycznej, ale to przepisy ustawy Prawo energetyczne oraz rozporządzenia Ministra umożliwiają przeniesienie kosztów świadectw pochodzenia i w pełni regulują takie przeniesienie kosztów w przypadku sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym przez dostawców z urzędu (zob. motyw 27).
- (150) Choć świadectwa pochodzenia, a co za tym idzie przychody uzyskiwane przez wytwórców energii elektrycznej z OZE, są ostatecznie finansowane przez odbiorców końcowych, sam fakt, że korzyść nie jest bezpośrednio finansowana z budżetu państwa nie wystarczy, aby wykluczyć udział zasobów państwa<sup>41</sup>. Z orzecznictwa Trybunału wynika, że nie jest konieczne wykazywanie we wszystkich przypadkach, iż miało miejsce przeniesienie środków finansowych z budżetu lub podmiotu publicznego<sup>42</sup>.
- (151) Właściwym kryterium dla oceny występowania zasobów publicznych, niezależnie od ich pierwotnego pochodzenia, jest kryterium stopnia interwencji organu władzy publicznej w określenie danych środków i zasad ich finansowania<sup>43</sup>. Dlatego też sam fakt, że system subwencji, z którego korzystają niektórzy producenci danego sektora, jest finansowany w całości lub w części z wkładów narzuconych przez organ władzy publicznej i pobieranych od danych producentów, nie powoduje pozbawienia tego systemu jego charakteru pomocy udzielonej przez państwo<sup>44</sup>. Podobnie, pomimo tego, że określone zasoby nigdy nie wchodziły w skład majątku państwa, mogą one stanowić zasoby państwa, jeżeli znajdują się pod kontrolą

<sup>39</sup> Wyrok w sprawie 76/78, *Steinike & Weinlig/Niemcy*, EU:C:1977:52, pkt 21; wyrok w sprawie C-379/98, *PreussenElektra*, EU:C:2001:160, pkt 58; wyrok w sprawie C-677/11, *Doux Elevage i Cooperative agricole UKL-ARREE*, EU:C:2013:348, pkt 26; sprawa C-262/12, *Vent de Colère*, EU:C:2013:851, pkt 20; sprawy połączone C-72/91 i C-73/91, *Slooman Neptune*, EU:C:1993:97, pkt 19.

<sup>40</sup> Wyrok w sprawie *Doux Elevage*, EU:C:2013:348, pkt 34; wyrok z dnia 27 września 2012 r., T-139/09, *Francja/Komisja*, EU:T:2012:496, pkt 36; C-262/12, *Vent de Colère*, EU:C:2013:851, pkt 21.

<sup>41</sup> Wyrok z dnia 12 grudnia 1996 r., T-358/94, *Air France/Komisja*, EU:T:1996:194, pkt 63-65.

<sup>42</sup> Sprawa *Doux Elevage*, EU:C:2013:348, pkt 34, *Francja/Komisja*, EU:T:2012:496, pkt 36; wyrok w sprawie C-399/10 P i C-401/10 P, *Bouygues Telecom/Komisja*, EU:C:2013:175, pkt 100; sprawa C-262/12, *Vent de Colère*, EU:C:2013:851, pkt 19.

<sup>43</sup> *Francja/Komisja*, EU:T:2012:496, pkt 63 i 64.

<sup>44</sup> *Francja/Komisja*, EU:T:2012:496, pkt 61.

państwa<sup>45</sup>, w szczególności w przypadku, gdy pomoc udzielana jest przez podmioty publiczne lub prywatne wyznaczone lub ustanowione przez państwo<sup>46</sup>. Trybunał stwierdził występowanie zasobów państwa w przypadku funduszy finansowanych z przymusowych opłat nałożonych przez ustawodawstwo państwowe, które były zarządzane i rozdysponowywane na podstawie tego ustawodawstwa<sup>47</sup>.

- (152) Znalazło to potwierdzenie w wyroku Trybunału w sprawie Vent de Colère<sup>48</sup>, w którym stwierdzono, że mechanizm pełnej rekompensaty dodatkowych kosztów nałożonych na przedsiębiorstwa ze względu na obowiązek zakupu energii elektrycznej pochodzenia wiatrowego po cenie wyższej od ceny rynkowej, którego finansowanie jest ponoszone przez wszystkich odbiorców końcowych na terytorium krajowym, stanowi interwencję z użyciem zasobów państwa.
- (153) W świetle tych zasad Komisja zbadała, czy zasoby państwa zaangażowane są w finansowanie świadectw pochodzenia i przychodów wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, które uzyskują z tytułu sprzedaży.
- (154) W przypadku polskiego systemu ŚP, chociaż przepływy finansowe następują między podmiotami prywatnymi (wytwórcy energii elektrycznej z OZE – podmioty objęte obowiązkiem (w większości dostawcy energii elektrycznej) – odbiorcy końcowi), należy je uznać za obejmujące zasoby państwa, ponieważ państwo nadzoruje je i nimi zarządza.
- (155) Operatorzy systemów dystrybucyjnych lub TSO wydają wytwórcom energii elektrycznej z OZE potwierdzenia w zakresie ilości wytworzonej energii elektrycznej. Prezes URE wydaje i umarza świadectwa pochodzenia, weryfikuje, czy podmioty objęte obowiązkiem spełniły obowiązek dotyczący kontyngentu i określa wysokość opłaty zastępczej.
- (156) Państwo określa w ustawodawstwie podmioty zobowiązane do umarzania świadectw pochodzenia, którymi są przede wszystkim wytwórcy i dostawcy, sprzedający energię odbiorcom końcowym<sup>49</sup>. Przenoszą oni znaczną część kosztów świadectw pochodzenia na odbiorców końcowych poprzez cenę energii elektrycznej. Takie rozwiązanie zapewnia również, że zobowiązane podmioty (w szczególności dostawcy energii elektrycznej) nie muszą w ogóle ponosić ciężaru finansowego związanego z obowiązkiem nabycia świadectw. W rozporządzeniu Ministra, przyjętym na podstawie art. 46 ustawy Prawo energetyczne, określa się metodykę obliczania kwoty przenoszonych kosztów świadectw pochodzenia na odbiorców końcowych.

---

<sup>45</sup> Wyrok z dnia 12 grudnia 1996 r., T-358/94, *Compagnie nationale Air France/Komisja*, EU:T:1996:194, pkt 65–67; sprawa C-482/99, *Francja/Komisja*, EU:C:2002:294, pkt 37; sprawa *Doux Elevage SNC*, EU:C:2013:348, pkt 35.

<sup>46</sup> Sprawa *Sloman Neptun*, EU:C:1993:97, pkt 19.

<sup>47</sup> Wyrok w sprawie 173/73, *Włochy/Komisja*, EU:C:1974:71, pkt 16. Wyrok w sprawie C-206/06, *Essent*, EU:C:2008:413, pkt 66.

<sup>48</sup> Sprawa *Vent de Colère*, EU:C:2013:851.

<sup>49</sup> Od 2013 r. niektórzy użytkownicy przemysłowi zostali zobowiązani do nabywania świadectw pochodzenia, zatem finansują system bezpośrednio. Jednakże przed 2013 r. uczestniczyli w finansowaniu systemu ŚP pośrednio, jako ostateczni odbiorcy energii elektrycznej, w formie ceny energii elektrycznej, którą płacili dostawcom.



- (157) W swoim rozporządzeniu Minister Gospodarki określa poziom obowiązku umorzenia (kontyngent świadectw pochodzenia).
- (158) W przypadku niedokonania zakupu świadectw podmioty objęte obowiązkiem muszą zrealizować swój obowiązek dotyczący kontyngentu poprzez wniesienie opłaty zastępczej. Kwota tej opłaty jest określana na podstawie metodyki ustalonej w ustawie, a Prezes URE określa corocznie jej wysokość (zob. motyw 19).
- (159) Wreszcie niespełnienie obowiązku dotyczącego kontyngentu skutkuje nałożeniem przez Prezesa URE kary administracyjnej (zob. motyw 22) w wysokości określonej przez Prezesa URE na podstawie metodyki określonej w rozporządzeniu Ministra.
- (160) Na podstawie powyższych argumentów Komisja stwierdza, że podmioty zobowiązane zarządzają środkami generowanymi przez świadectwa pochodzenia, a Prezes URE kontroluje i monitoruje środki generowane przez świadectwa pochodzenia poprzez wydawanie świadectw pochodzenia, ich umarzanie, kontrolę podmiotów objętych obowiązkiem dotyczącym świadectw (w szczególności kontrolę wykonania obowiązku związanego z umorzeniem świadectw) oraz ogłaszanie wysokości opłaty zastępczej.
- (161) Z powyższych stwierdzeń wynika, że system ŚP i sposób jego finansowania wiążą się z wykorzystaniem zasobów państwa. Komisja zauważa w szczególności, że państwo może kontrolować zarządzanie świadectwami pochodzenia oraz sposób ich finansowania, kierować nimi i wpływać na nie za pomocą powszechnie obowiązujących przepisów prawa i decyzji jednostkowych wydawanych przez Prezesa URE. Państwo zdefiniowało katalog podmiotów uprawnionych do uzyskania korzyści, kryteria kwalifikowalności oraz poziom wsparcia, jak również wpłynęło na zasoby finansowe, z których mają zostać pokryte koszty wsparcia.
- (162) System ŚP stanowi korzyść udzieloną z zasobów państwa na rzecz jedynie wytwórców energii elektrycznej z OZE i w związku z tym przynosi im selektywną korzyść, która w przeciwnym przypadku nie byłaby dla nich dostępna. System ŚP został utworzony na mocy aktów ustawodawczych i regulowany jest aktami ustawodawczymi, w związku z czym można przypisać go państwu polskiemu.
- (163) System ŚP wzmacnia pozycję wytwórców energii elektrycznej z OZE względem pozostałych wytwórców energii elektrycznej, w związku z czym środek ten zakłóca konkurencję.
- (164) Polska przyłączona jest do sieci kilku swoich sąsiadów, a energia elektryczna jest przedmiotem transgranicznej wymiany handlowej, w związku z czym system ŚP może także mieć wpływ na wymianę handlową między państwami członkowskimi.
- (165) Biorąc powyższe pod uwagę, Komisja stwierdza, że polski system ŚP, od momentu jego wprowadzenia w 2005 r., stanowi pomoc w rozumieniu art. 107 TFUE.
- 3.1.2. Zmniejszenie obciążeń dla odbiorców energochłonnych wynikających z obowiązku związanego z certyfikatami OZE*
- (166) Za pomoc uznaje się interwencje, które niezależnie od ich formy, zmniejszają zwykle obciążenia budżetu przedsiębiorstwa i które przez to, mimo że nie są

dotacjami w ścisłym znaczeniu tego słowa, mają taki sam charakter i identyczne skutki<sup>50</sup>.

- (167) Trybunał orzekł również, że w przypadku zwolnienia z obciążeń, w celu udowodnienia, że badany środek stosowany jest w sposób selektywny wobec niektórych przedsiębiorstw, Komisja powinna wykazać, że wprowadza on rozróżnienia między przedsiębiorstwami, które znajdują się – z punktu widzenia celu tego środka – w porównywalnej sytuacji faktycznej i prawnej. Pojęcie pomocy nie obejmuje środków wprowadzających zróżnicowanie przedsiębiorstw pod względem obciążeń, jeżeli wynika ono z rodzaju oraz struktury systemu badanych obciążeń<sup>51</sup>. W tej kwestii ciężar dowodu spoczywa na państwie członkowskim.
- (168) Jak już wyjaśniono wyżej w motywie (21), do 2013 r. zasadą obowiązującą było to, że wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne uczestniczące w wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną, które sprzedawały energię odbiorcom końcowym, zobowiązane były do nabywania kontyngentu świadectw pochodzenia, których koszt odzyskiwały później od odbiorców końcowych w rachunkach za energię elektryczną. Zatem koszt finansowania OZE obciążał wszystkich odbiorców w jednakowy sposób. Wraz ze zmianą systemu, która weszła w życie od 2013 r., odbiorcy energochłonni zużywający powyżej 100 GWh energii elektrycznej bezpośrednio uczestniczą w finansowaniu systemu wsparcia OZE, ponieważ są zobowiązani do bezpośredniego nabywania określonego kontyngentu świadectw pochodzenia. Odbiorcy energochłonni zużywający poniżej 100 GWh energii elektrycznej nadal uczestniczą w finansowaniu systemu poprzez opłacanie rachunków za energię elektryczną.
- (169) Odbiorcy energochłonni (z kwalifikujących się sektorów, których wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3 %) znajdują się w pozycji uprzywilejowanej, ponieważ są częściowo zwolnieni z obowiązku nabywania świadectw pochodzenia i przedstawiania ich do umorzenia, albo z obowiązku uiszczenia opłaty zastępczej lub z ponoszenia kosztu świadectw pochodzenia w rachunkach za zużytą energię elektryczną. Prawo energetyczne, zmienione ustawą o OZE, zdejmuje zatem z tych odbiorców ciężar związany z finansowaniem systemu ŚP, który w normalnych warunkach musieliby ponosić podobnie jak inni odbiorcy energii elektrycznej.
- (170) Aby można było uznać, że środek wchodzi w zakres art. 107 ust. 1 TFUE, musi on mieć charakter selektywny, tj. musi faworyzować określone przedsiębiorstwa lub produkcję określonych towarów.
- (171) Omawiany środek ma charakter selektywny, ponieważ mogą z niego skorzystać wyłącznie odbiorcy energochłonni określeni w ustawie. Zgodnie z szacunkami władz polskich z ulg będzie korzystało ok. 940 przedsiębiorstw.
- (172) Do skorzystania z ulgi uprawnione będą wszystkie przedsiębiorstwa prowadzące działalność w sektorach określonych w załączniku 3 do EEAG, dla których wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3

---

<sup>50</sup> Wyroki w sprawach C-387/92, Banco Exterior de España, EU:C:1994:100, pkt 13 oraz C-75/97, Belgia/Komisja, EU:C:1999:311, pkt 23.

<sup>51</sup> Wyrok w sprawie C-159/01, Niderlandy/Komisja, EU:C:2004:246, pkt 42; wyrok w sprawie C-279/08 P, dotyczącej systemu handlu uprawnieniami do emisji tlenków azotu, EU:C:2011:551, pkt 62.

% i które prowadzą działalność w sektorach, w których odbywa się wymiana handlowa między państwami członkowskimi. Środek ten może zatem zakłócać konkurencję i wpłynąć na wymianę handlową między państwami członkowskimi.

- (173) Ograniczenie finansowania OZE przez odbiorców energochłonnych należy przypisać państwu, ponieważ zostało ono wprowadzone ustawą. Ponadto to państwo (poprzez Prezesa URE i Ministra Gospodarki) przyznaje uprawnienia odbiorcom energochłonnym i monitoruje ich właściwe wykonanie.
- (174) Elementem systemu są również odbiorcy wytwarzający energię na własny użytek: w przypadku energii elektrycznej wytwarzanej na własny użytek są oni uprawnieni do wsparcia w ramach systemu wsparcia OZE, analogicznie do wszystkich pozostałych wytwórców energii elektrycznej; z tego względu powinni uczestniczyć w finansowaniu systemu nie tylko w odniesieniu do energii elektrycznej pobranej z sieci, ale również energii elektrycznej wytwarzanej na własny użytek. Jednakże w obecnym kształcie polskiego systemu zapewniono selektywną przewagę odbiorcom wytwarzającym energię na własny użytek, ponieważ uczestniczą oni w finansowaniu systemu ŚP jedynie w odniesieniu do energii elektrycznej pobranej z sieci (jak opisano w motywie 71).
- (175) Aby można było uznać korzyści za pomoc w rozumieniu art. 107 TFUE, muszą one być przyznawane bezpośrednio lub pośrednio przy użyciu zasobów państwa. Komisja ustaliła już w rozdziale 3.1.1.2 powyżej, że finansowanie polskiego systemu ŚP odbywa się z wykorzystaniem zasobów państwa. Ulgi, z których skorzystają odbiorcy energochłonni, są finansowane, podobnie jak system ŚP, przez odbiorców końcowych, ponieważ to właśnie oni ostatecznie ponoszą ten ciężar w swoich rachunkach za energię elektryczną, które ustalane są przez podmioty podlegające obowiązkowi (w szczególności dostawców energii elektrycznej).
- (176) Na podstawie wszystkich wyżej wymienionych argumentów Komisja dochodzi do wniosku, że zmniejszenie obciążeń wynikających z obowiązku certyfikowego OZE dla odbiorców energochłonnych odbywa się przy użyciu zasobów państwa. Komisja stwierdza w szczególności, że państwo może kontrolować, kierować zarządzaniem omawianymi ulgami w systemie wsparcia OZE i wpływać na nie – państwo interweniuje zarówno na poziomie określania korzyści, jak i na poziomie finansowania. Państwo zdefiniowało katalog podmiotów uprawnionych do uzyskania korzyści, kryteria kwalifikowalności oraz poziom wsparcia, jak również określiło zasoby finansowe, z których mają zostać pokryte koszty wsparcia.

### **3.2. Zgodność pomocy z prawem**

- (177) Polska wprowadziła system wsparcia w formie ŚP w 2005 roku. Komisja wyraża ubolewanie, że Polska ustanowiła środek pomocy wspierający wytwórców energii elektrycznej z OZE z naruszeniem postanowień art. 108 ust. 3 TFUE. Z tego względu pomoc w formie świadectw pochodzenia jest sprzeczna z prawem.
- (178) Z drugiej strony Komisja zauważa, że Polska nie wdrożyła środka pomocy wspierającego odbiorców energochłonnych i wskazała, że ten środek zostanie wdrożony pod warunkiem zatwierdzenia go przez Komisję. W odniesieniu do zmniejszenia obciążeń wynikających z obowiązku certyfikowego OZE dla

odbiorców energochłonnych Polska wywiązała się z obowiązku określonego w art. 108 ust. 3 Traktatu.

### **3.3. Zgodność systemu ŚP z zasadami wspólnego rynku**

#### *3.3.1. Podstawy prawne oceny*

- (179) Komisja zauważa, że polski system ŚP ma na celu promowanie wytwarzania energii elektrycznej z OZE. W rezultacie ten środek pomocy wchodzi w zakres EEAG. Komisja dokonała zatem oceny tego środka na podstawie ogólnych zasad dotyczących zgodności określonych w EEAG (w sekcji 3.2.) oraz na podstawie szczególnych kryteriów zgodności dla pomocy przyznanej w formie świadectw (sekcja 3.3.2.4. EEAG).
- (180) Na podstawie pkt 248 EEAG niezgodna z prawem pomoc na ochronę środowiska lub cele związane z energią będzie oceniana zgodnie z przepisami obowiązującymi w dniu przyznania pomocy. W związku z tym Komisja dokonała oceny zgodności pomocy przyznanej przed dniem 1 lipca 2014 r. na podstawie postanowień EAG z 2001 r.<sup>52</sup> i wytycznych wspólnotowych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska z 2008 r. (EAG z 2008 r.)<sup>53</sup>. Natomiast ocena pomocy udzielonej po 1 lipca 2014 r. została przeprowadzona w oparciu o postanowienia EEAG.
- (181) Do wszystkich kwestii dotyczących oceny obecności pomocy państwa podniesionych przez skarżącego oraz ujętych w informacji rynkowej czterech organizacji ekologicznych Komisja odniosła się poniżej w rozdziałach 3.3.2., 3.3.3. i 3.3.4.
- (182) Polska ustanowiła system ŚP w celu wspierania wytwarzania energii elektrycznej z OZE, aby osiągnąć cele indykatywne, o których mowa w dyrektywie 2001/77/WE, oraz wiążące cele w zakresie OZE określone w dyrektywie 2009/28/WE. Energia elektryczna może być wytwarzana z OZE w dedykowanych elektrowniach, za pomocą różnych technologii OZE, ale również w instalacjach wielopaliwowych, na przykład instalacjach współspalania (spalanie biomasy z paliwami kopalnymi). Całość energii elektrycznej wytworzonej z OZE, w tym część odpowiadająca OZE w instalacjach wielopaliwowych, może być zaliczana na potrzeby celów indykatywnych z 2010 r. i wiążących celów z 2020 r. Mając na uwadze realizowany cel ochrony środowiska, środki mieszczą się w zakresie Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska, przyjętych przez Komisję w roku 2001, 2008 i 2014.

#### *3.3.2. Zgodność środka pomocy z EAG z 2001 r.*

- (183) Postanowienia EAG z 2001 r. mają zastosowanie do pomocy przyznanej przed 1 kwietnia 2008 r. Na podstawie sekcji E.3.3. EAG z 2001 r. (Zasady mające zastosowanie do pomocy operacyjnej na odnawialne źródła energii), zgodnie z opcją 2, państwa członkowskie mogą przyznać wsparcie na energię elektryczną z

---

<sup>52</sup> Dz.U. C 37 z 3.2.2001, s. 3-15.

<sup>53</sup> Wytyczne wspólnotowe w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią, Dz.U. C 82 z 1.4.2008, s. 1.

odnawialnych źródeł energii poprzez wykorzystanie mechanizmów rynkowych, takich jak zielone certyfikaty lub przetargi. Te systemy dają wszystkim wytwórcom energii ze źródeł odnawialnych możliwość skorzystania pośrednio z gwarantowanego zapotrzebowania na produkowaną przez nich energię, po cenach wyższych od cen rynkowych energii konwencjonalnej. Cena tych zielonych certyfikatów nie jest ustalona z góry, lecz zależy od podaży i popytu.

- (184) Zgodnie z dalszymi postanowieniami EAG z 2001 r. te systemy, w przypadku gdy stanowią pomoc państwa, mogą być zatwierdzone przez Komisję, jeżeli państwa członkowskie zdołają wykazać, że wsparcie ma zasadnicze znaczenie dla zapewnienia skutecznego wykorzystywania odnawialnych źródeł energii, i w efekcie ogólnym nie stanowi nadmiernej kompensacji z tytułu energii elektrycznej z OZE i nie zniechęca wytwórców energii elektrycznej z OZE do poprawy konkurencyjności.
- (185) Polska twierdzi, że wsparcie ma zasadnicze znaczenie dla zapewnienia skutecznego wykorzystywania odnawialnych źródeł energii, ponieważ koszty wytworzenia energii elektrycznej z OZE znacznie przekraczają rynkową cenę energii elektrycznej (zob. motyw 96 i rysunek 3), i w efekcie ogólnym nie stanowi nadmiernej kompensacji z tytułu energii odnawialnych (zob. tabela 1). W szczególności, w odniesieniu do elektrowni wodnych i elektrowni wykorzystujących współspalanie, Polska przedstawiła wyczerpujące informacje, które pokazują, że w efekcie ogólnym system wsparcia nie prowadzi do nadmiernej kompensacji (zob. tabele 2-4). Przedstawiono również dane dotyczące typowych elektrowni. Co więcej, Polska twierdzi, iż z uwagi na to, że system ŚP nie gwarantuje określonej wartości wsparcia, wytwórcy mają motywację do poprawy swojej wydajności i konkurencyjności, aby uniknąć ewentualnych problemów w okresach, w których wartość świadectw pochodzenia będzie niższa (takich jak konieczność wstrzymania wytwarzania energii lub bankructwo).
- (186) Polskie władze twierdzą również, że obliczenia rentowności przesłane przez skarżącego oraz informacje rynkowe uzyskane przez Komisję rzekomo nie były dokładne. Po pierwsze, w sprzeczności wobec obliczeń stosowanych przez władze polskie, pochodzących z opracowania EY, dane przesłane przez skarżącego i informacje rynkowe uzyskane przez Komisję nie opierają się na faktycznych kosztach poniesionych przez instalacje, zgłaszanych do GUS/ARE, objętych poufnością informacji statystycznych. W opracowaniu EY bierze się pod uwagę wahania cen rynkowych biomasy w latach 2006-2013, ale stosuje się ceny faktycznie płacone przez instalacje. Po drugie, obliczenia przesłane przez skarżącego i informacje rynkowe uzyskane przez Komisję nie uwzględniają w sposób prawidłowy kosztów kapitałowych poniesionych przez instalacje, ponieważ nie uwzględniono ani modernizacji, ani okresu hiperinflacji, jaka panowała w Polsce na początku lat 80., pod koniec lat 80. i w pierwszej połowie lat 90. Po trzecie, obliczanie kosztów paliwa jako średniej między węglem i biomasą jest nieprawidłowe, ponieważ ze świadectw pochodzenia korzysta jedynie energia elektryczna wytworzona z biomasy. Wreszcie, polskie władze wnoszą, że obliczenia wykonane przez Instytut Energetyki Odnawialnej opierają się na nieprawidłowych założeniach. Ich zdaniem jest to najbardziej widoczne w przypadku 2013 r., kiedy instalacje współspalania obniżyły o 50 % ilość energii elektrycznej wytworzonej z biomasy, ze względu na wyższy koszt biomasy w tym roku. Gdyby obliczenia wykonane przez Instytut Energetyki Odnawialnej były

prawidłowe, nie doszłoby do takiego spadku w 2013 r., ponieważ zakłady przynosiłyby wysokie zyski.

- (187) Komisja zauważa, że pkt 58 EAG z 2001 r. wyraźnie określa, że w dziedzinie energii odnawialnej koszty inwestycyjne są szczególnie wysokie. Zgodnie z pkt 59 EAG z 2001 r. państwa członkowskie mogą przyznać pomoc na wyrównanie różnicy między kosztami produkcji energii odnawialnej (tj. kosztami obejmującymi zarówno koszty inwestycyjne, jak i koszty operacyjne), a ceną rynkową danej energii. Koszty uwzględnione przez Polskę są zgodne z tymi zasadami.
- (188) Biorąc pod uwagę koszty produkcji wszystkich technologii OZE przedstawione w tabeli 1 powyżej, Komisja uważa, że przedmiotowy środek faktycznie zapewnia skuteczne ich wykorzystywanie, a ze względu na elastyczne wartości świadectw pochodzenia nie zniechęca wytwórców energii elektrycznej z OZE do poprawy konkurencyjności. W związku z tym oba wymogi dotyczące zgodności przewidziane w EAG z 2001 r. można uznać za spełnione.
- (189) Jeśli chodzi o warunek stanowiący, że w efekcie ogólnym wsparcie nie może stanowić nadmiernej kompensacji z tytułu energii odnawialnych Komisja zauważa, co następuje:
- (190) Obliczenia LCOE przedłożone przez polskie władze, biorąc pod uwagę rzeczywiste koszty poniesione przez instalacje (zob. tabela 1), dokładniej oceniają rentowność takich zakładów i ogólny brak nadmiernej rekompensaty. Polska wyjaśniła i uzasadniła wszystkie składniki kosztów uwzględnione w obliczeniach LCOE: koszty operacyjne (stałe i zmienne), koszty inwestycyjne (w przypadku istniejących elektrowni wodnych i instalacji współspalania koszty inwestycyjne związane z rozbudową i modernizacją zakładów, o ile to właściwe, a w przypadku instalacji współspalania takie koszty były proporcjonalnie rozłożone między energię elektryczną wytworzoną z biomasy oraz energię elektryczną wytworzoną z paliw kopalnych). Polska przedstawiła również szczegółowe informacje dotyczące metodyki szacowania kosztów inwestycyjnych oraz metodyki zastosowanej do obliczania rocznej amortyzacji. Na wniosek Komisji Polska przedłożyła szczegółowe obliczenia w odniesieniu do elektrowni wodnych i instalacji współspalania, a także przykłady typowych elektrowni wodnych i instalacji współspalania.
- (191) W odniesieniu do lat 2005-2008 informacje przedłożone przez Polskę (zob. tabela 1) pokazują, że nie wystąpiła nadmierna kompensacja, ponieważ LCOE (uwzględniając wynoszącą 8 % stopę zwrotu) była wyższa niż przychody uzyskane przez beneficjentów ze sprzedaży na rynku energii elektrycznej i świadectw pochodzenia. W rzeczywistości beneficjenci uzyskali stopę zwrotu między 5,43 % a 7,46 %, która była niższa od stopy zwrotu uzyskanej przez elektrownie na węgiel kamienny i węgiel brunatny (między 7,93 % a 8 %).
- (192) Punkt 74 EAG z 2001 r. stanowi, że w przypadku kumulacji pomocy przyznanej na podstawie tych wytycznych z innymi formami pomocy nie wolno przekroczyć maksymalnego poziomu intensywności pomocy ustanowionego w wytycznych (lub najbardziej korzystnego pułapu pomocy). Komisja zauważa, że przed 2008 r. beneficjentom nie przyznawano pomocy inwestycyjnej. Według informacji przedłożonych przez Polskę pomoc inwestycyjną przyznawano po 2008 r., na podstawie rozporządzenia Komisji (WE) 800/2008 z dnia 6 sierpnia 2008 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne ze wspólnym rynkiem w

zastosowaniu art. 87 i 88 Traktatu (zob. motyw 132). Kumulacja z certyfikatami CHP była możliwa, ale władze polskie wzięły to pod uwagę przy obliczaniu LCOE w tabeli 1, a poziom LCOE został dostosowany poprzez odjęcie wartości certyfikatów CHP, a także przychodów ze sprzedaży ciepła. Na podstawie powyższych argumentów Komisja uznaje, że w efekcie ogólnym nie wystąpiła nadmierna kompensacja w latach 2005-2008.

- (193) Władze polskie dowiodły, że kumulacja świadectw pochodzenia z certyfikatami CHP nie prowadzi łącznie do nadmiernej rekompensaty dla elektrociepłowni współpalających. Wynika to również z tego, że świadectwa pochodzenia służą do skompensowania dodatkowych kosztów stosowania biomasy, a certyfikaty CHP wykorzystuje się do kompensowania wyższych kosztów spowodowanych zastosowaniem specjalnej technologii umożliwiającej skojarzone wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej. Przy obliczaniu LCOE Polska odjęła przychody z tytułu sprzedaży ciepła i certyfikatów CHP (zob. tabela 1 i przypis 24).
- (194) Jak wskazano w motywie 77, skarżący twierdzi, że wsparcie przyznane na jednakowym poziomie wszystkim instalacjom ma charakter dyskryminujący, ponieważ instalacje współpalające są jedynymi, które nie wymagają budowy specjalnych urządzeń. Komisja zauważa jednak, że Polska przedstawiła dowody na poparcie faktu, że także w przypadku instalacji współpalania występują koszty inwestycyjne, które należy wziąć pod uwagę (zob. tabela 3).
- (195) Skarżący podnosi ponadto, że stare elektrownie wodne korzystające z systemu rzekomo uległy już pełnej amortyzacji. Jednakże zgodnie z informacjami przekazanymi przez władze polskie, opisanymi w motywie 102, żadna z instalacji hydroenergetycznych i instalacji współpalania, które korzystają z systemu wsparcia, nie uległy amortyzacji.
- (196) Skarżący wnosi ponadto, że pomoc dla instalacji współpalania nie niesie efektu zachęty i prowadzi do nadmiernej rekompensaty. Jak wyjaśniono i pokazano w powyższych tabelach 3 i 4, pomoc nie spowodowała nadmiernej rekompensaty dla instalacji współpalania. Co więcej, władze polskie przekazały informacje potwierdzające, że w razie braku wsparcia elektrownie zaprzestałyby spalania droższej biomasy i w ten sposób nie wytwarzałyby energii elektrycznej z OZE.
- (197) W poniższej tabeli 6 pokazano typowe koszty wytwarzania energii elektrycznej z biomasy w Polsce dla elektrowni węglowej z instalacją współpalania.

**Tabela 6 – Zmienne koszty paliwa przy wytwarzaniu energii elektrycznej z biomasy**

Pozycja	Jednostka	Wartość
Koszt biomasy	PLN/GJ	[25 – 30]
Wydajność	%	[30.5 - 36.5]
Zużycie paliwa na 1 MWh	GJ	10
Zmienny koszt paliwa	PLN/MWh	[250 – 310]
Cena rynkowa energii elektrycznej	PLN/MWh	ok. 180

- (198) W tym kontekście Komisja zauważa również, że w przypadku biomasy koszty operacyjne stanowią znaczną część całkowitych kosztów produkcji (ale jedynie część kosztów produkcji, co ilustrują tabele 3 i 5). Oznacza to, że zmiany rynkowej

ceny biomasy mogą mieć istotny wpływ na rentowność wytwórców energii elektrycznej z biomasy. Ponieważ biomasa stanowi znaczną część koszyka OZE w Polsce (odpowiadając za około 50 % całkowitej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wytworzonej w Polsce w latach 2005-2013), w przypadku spadku ceny biomasy pociągającej za sobą nadmierną rekompensatę dla wytwórców energii elektrycznej z biomasy, mogłoby to spowodować w efekcie ogólnym wystąpienie nadwyżki rekompensaty. Komisja zauważa jednak, że Polska w przeszłości zapewniała proporcjonalność tej pomocy (zob. motyw 192). Ponadto w 2015 r. Polska podjęła decyzję o dostosowaniu poziomu wsparcia dla niededykowanych instalacji współpalających biomasę poprzez wprowadzenie współczynnika korekcyjnego w wysokości 0,5. Polska potwierdziła, że nadal będzie monitorować system pomocy i w razie potrzeby dokona dalszej korekty wsparcia dla biomasy, aby uniknąć nadmiernej rekompensaty.

- (199) Mając na względzie powyższe argumenty, Komisja stwierdza, że polski system ŚP jest zgodny z rynkiem wewnętrznym na podstawie EAG z 2001 r. w odniesieniu do okresu między wejściem w życie systemu ŚP (1 października 2005 r.) a chwilą zastąpienia EAG z 2001 r. przez EAG z 2008 r. (1 kwietnia 2008 r.).

### 3.3.3. *Zgodność środka pomocy z EAG z 2008 r.*

- (200) W okresie od 2 kwietnia 2008 r. do 30 czerwca 2014 r. zastosowanie mają wymogi dotyczące zgodności określone w punkcie 110 EAG z 2008 r. (opcja 2 pomocy operacyjnej na odnawialne źródła energii) ze względu na fakt, iż Komisja uznaje system ŚP za pomoc operacyjną na energię elektryczną wytworzoną z OZE. Mając na uwadze duże podobieństwo kryteriów oceny dla EAG z 2008 r. z kryteriami dla EAG z 2001 r. w odniesieniu do pomocy operacyjnej na energię z OZE, większość wniosków z sekcji 3.3.2 pozostaje aktualna. Komisja oceniła bardziej szczegółowo zmiany, które zaszły po 2008 r. – czyli dostępność pomocy inwestycyjnej oraz zmiany kosztów i cen (w szczególności duże zmiany ceny świadectw pochodzenia).
- (201) Jak wskazano w sekcji 3.3.2., Komisja uważa, że polski system ŚP ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia rentowności wytwarzania energii elektrycznej z OZE, nie prowadzi łącznie do nadmiernej rekompensaty dla instalacji wytwarzania energii elektrycznej z OZE i nie zniechęca wytwórców energii ze źródeł odnawialnych do zwiększania ich konkurencyjności. W związku z tym wymogi te, które określono w pkt 110 EAG z 2008 r., są spełnione. Polska przedstawiła również bardzo szczegółowe obliczenia dotyczące instalacji współpalania i elektrowni wodnych (w odniesieniu do których Komisja otrzymała informację od podmiotów trzecich, w których podważano proporcjonalność przyznanej pomocy), dowodzące, że nie doszło do wystąpienia nadmiernej rekompensaty dla żadnej z powyższych technologii, nawet w przypadku ich odrębnego rozpatrywania.
- (202) Ponadto Polska wykazała, że kumulacja świadectw pochodzenia z pomocą inwestycyjną, biorąc pod uwagę również inne certyfikaty, jakie beneficjenci mogą otrzymywać, nie prowadzi do nadmiernej rekompensaty. Polska przedstawiła kalkulacje w celu wykazania, że kumulacja pomocy inwestycyjnej z innym wsparciem operacyjnym (w formie różnych certyfikatów CHP) w okresie 15 lat, za który przyznawane jest wsparcie w formie świadectw pochodzenia, nie prowadzi do nadmiernej rekompensaty (zob. tabela 5).



(203) Na podstawie zaktualizowanych informacji przesłanych przez władze polskie, dotyczących szacunkowych kosztów i przychodów w całym piętnastoletnim okresie wsparcia, Komisja porównała koszty całkowite i przychody całkowite, w tym całość ewentualnej pomocy, jaka mogła zostać zakumulowana (w tym pomoc inwestycyjną przyznaną niektórym beneficjentom po 2008 r.). W odniesieniu do wszystkich technologii koszty produkcji przekraczały łączne przychody (w tym pomoc – pomoc inwestycyjną i inne formy pomocy operacyjnej, czyli certyfikaty CHP o różnych kolorach), potwierdzając niewystępowanie nadmiernej rekompensaty.

(204) W tabeli 7 powyżej wskazano, że całkowite przychody (obejmujące przychody z tytułu energii elektrycznej oraz przychody ze wszystkich certyfikatów, które zakład mógł uzyskać: świadectw pochodzenia i certyfikatów CHP o różnych kolorach) zawsze kształtują się na poziomie niższym niż koszty (koszty kapitałowe, stałe koszty operacyjne i koszty zmienne), nawet po odjęciu maksymalnej wartości pomocy inwestycyjnej, którą ten zakład mógłby otrzymać (zob. również motyw 132 oraz tabelę 5).

**Tabela 7 – Proporcjonalność pomocy – brak nadmiernej rekompensaty**

Poziom wsparcia inwestycyjnego	Jednostka	Elektrownia wodna	Współspalanie biomasy		Elektrownie wiatrowe		Biogazownie	
		Wszystkie jednostki	Elektrownie	Elektrociepłownie	≤10 MW	>10 MW	< 1 MW	≥ 1 MW
Średni koszt produkcji(po odliczeniu pomocy inwestycyjnej)	PLN/MWh	346,2	386,5	464,4	410,5	429,2	669,4	676,9
Całkowite przychody (w tym wszystkie rodzaje pomocy operacyjnej, które beneficjenci mogli otrzymać)	PLN/MWh	340	340	440	340	340	550	500,0
Brak nadmiernej rekompensaty: różnica między kosztami produkcji a łącznymi przychodami (w tym pomocą)	PLN/MWh	6,2	46,5	24,4	70,5	89,2	119,4	176,9

(205) Jak wyjaśniono w motywie 190, Komisja uważa, że obliczenia LCOE przedłożone przez władze polskie, biorąc pod uwagę faktyczne koszty poniesione przez instalacje (zob. tabele 1-4) są dokładniejsze niż przesłane przez podmioty trzecie w odniesieniu do oceny rentowności beneficjentów i łącznie niewystępowanie nadmiernej rekompensaty. Dla uniknięcia jakichkolwiek wątpliwości Komisja zwróciła się do Polski z wnioskiem, w odpowiedzi na który Polska przedstawiła bardzo szczegółowe obliczenia, a także konkretne przykłady typowych zakładów (zob. tabele 8 i 9 poniżej). Komisja nie ma podstaw, by wątpić w prawdziwość informacji przesłanych przez Polskę. Na podstawie tych informacji Komisja sporządziła dodatkowe obliczenia (zob. tabela 7) i stwierdza, że zasady kumulacji określone w sekcji 6 EAG z 2008 r. są przestrzegane.

**Tabela 8 – Koszty kapitałowe dla typowej elektrowni wodnej o mocy 20-200 MW, istniejącej od ponad 30 lat, koszt wytwarzania energii w latach 2012-2014 (na podstawie danych przekazanych przez elektrownie)**

<b>Koszty produkcji</b>				
Jednostkowe stałe koszty operacyjne (bez amortyzacji i odsetek od kredytów inwestycyjnych)	PLN/MWh	1	Dane ze sprawozdań	[120 – 150]
Koszty kapitałowe (obliczone na podstawie części nakładów niezamortyzowanych z 20 lat eksploatacji i kosztu kapitału WACC na poziomie 8%)	PLN/MWh	2	Zgodnie ze skorygowaną wartością aktywów netto w wysokości 7m/MW PLN	[385 – 410]
Koszty łącznie	PLN/MWh	3	= 1+2	<b>[505 – 560]</b>
<b>Przychody</b>				
Energia elektryczna	PLN/MWh	4	Dane statystyczne	186,0
Zielone certyfikaty	PLN/MWh	5	Dane statystyczne	200,0
Łącznie	PLN/MWh	6	= 4 + 5	<b>386,0</b>
<b>Saldo</b>				
Różnica między kosztami produkcji a przychodami	PLN/MWh	7	= 3 - 6	[119 – 174]

**Tabela 9 – Koszty kapitałowe dla typowej elektrowni wykorzystującej współpalanie o mocy 1000-2000 MW, istniejącej od ponad 30 lat, wyposażonej w instalacje współpalania, koszt wytwarzania energii z biomasy w latach 2012-2014 (na podstawie średnich danych przekazanych przez elektrownie)**

<b>Koszty operacyjne</b>				
Zmienny koszt paliwa (w tym biomasa)	PLN/MWh	1	Obliczony na podstawie danych ze sprawozdań	[275 – 300]
Zmienny koszt pozapaliwowy	PLN/MWh	2	Dane ze sprawozdań	[0 – 10]
Jednostkowe stałe koszty operacyjne	PLN/MWh	3	Dane ze sprawozdań	[40 – 60]
Koszty operacyjne łącznie	PLN/MWh	4	= 1 + 2 + 3	[315 – 370]
<b>Koszt kapitałowy</b>				
Koszty kapitałowe jednostek, obliczone na podstawie części nakładów niezamortyzowanych z 20 lat eksploatacji i kosztu kapitału WACC na poziomie 8%	PLN/MWh	5	Zgodnie ze skorygowaną wartością aktywów netto w wysokości 2,8 m/MW PLN	[55 – 80]
Koszty kapitałowe instalacji współpalania z 15 lat eksploatacji i kosztu kapitału WACC na poziomie 8%	PLN/MWh	6	Zgodnie z nakładami na 1 MW przy 5-proc. udziale biomasy	[20 – 30]
Koszty kapitałowe łącznie (obliczone na podstawie kosztu kapitału WACC na poziomie 8%)	PLN/MWh	7	Zgodnie ze skorygowaną wartością i przy 5-proc. udziale biomasy	[75 – 110]
<b>Przychody</b>				
Energia elektryczna	PLN/MWh	8	Dane statystyczne	186,0
Zielone certyfikaty	PLN/MWh	9	Dane statystyczne	200,0
Przychody ogółem	PLN/MWh	10	= 8+ 9	386,0

Saldo				
Różnica między kosztami produkcji (koszty operacyjne i koszty kapitałowe) a przychodami	PLN/MWh	11	= 4 + 7 - 10	[-94 to -4]

(206) Zgodnie z powyższym Komisja dochodzi do wniosku, że polski system ŚP jest zgodny z rynkiem wewnętrznym na podstawie postanowień EAG z 2008 r. w okresie od dnia wejścia tych wytycznych w życie (1 kwietnia 2008 r.) do dnia ich zastąpienia przez EEAG (1 lipca 2014 r.).

#### 3.3.4. Zgodność środka pomocy z EEAG

(207) Komisja dokonała oceny zgodności pomocy przyznanej po dniu 1 lipca 2014 r. na podstawie postanowień EEAG, w szczególności postanowień sekcji 3.2. – Ogólne zasady dotyczące zgodności oraz sekcji 3.3.2.4. – Pomoc przyznawana w postaci certyfikatów na odnawialne źródła energii.

(208) Cel leżący we wspólnym interesie: Środek pomocy ma na celu wesprzeć Polskę w osiągnięciu wiążącego celu 15% energii odnawialnej ustanowionego w dyrektywie 2009/28/WE jako część celu na 2020 r. Zdaniem Komisji zgłoszony system jest wyraźnie ukierunkowany na realizację celu leżącego we wspólnym interesie zgodnie z art. 107 ust. 3 Traktatu (zob. również motyw 182 powyżej).

(209) Potrzeba pomocy państwa i odpowiedni instrument: W punkcie 107 EEAG Komisja przyznaje, że „w pewnych warunkach pomoc państwa może być właściwym instrumentem, umożliwiającym osiągnięcie celów unijnych i powiązanych celów krajowych”. W przypadku tego systemu pomocy Polska wykazała, że jest on niezbędny dla zapewnienia rentowności wytwórców energii elektrycznej z OZE, biorąc pod uwagę koszty wytwarzania energii elektrycznej z OZE i cenę rynkową energii elektrycznej. Niesie on ze sobą efekt zachęty dla wszystkich beneficjentów.

(210) Zgodnie z pkt 116 EEAG, aby umożliwić państwom członkowskim osiągnięcie ich krajowych celów związanych z energią i zmianą klimatu, Komisja zakłada adekwatność pomocy dla energii ze źródeł odnawialnych i jej ograniczony wpływ zakłócający, o ile spełnione są wszystkie pozostałe warunki zgodności.

(211) W związku z tym Komisja uważa, że w przypadku polskiego systemu ŚP pomoc jest niezbędna i stanowi odpowiedni instrument realizacji celu leżącego we wspólnym interesie.

(212) Efekt zachęty: Zgodnie z pkt 49 EEAG efekt zachęty występuje, kiedy pomoc skłania beneficjenta do zmiany zachowania w kierunku osiągnięcia celu leżącego we wspólnym interesie, której to zmiany nie podjąłby się bez takiej pomocy. Komisja zauważa, że w przypadku braku pomocy energia elektryczna wytworzona z OZE opartych na technologiach odnawialnych źródeł energii prawdopodobnie nie byłaby wytworzona, ponieważ bez pomocy takie projekty OZE byłyby finansowo niewykonalne.

(213) Władze polskie wyjaśniły, że wprowadzono procedurę, która zobowiązywała inwestorów do przedstawienia organowi wydającemu świadectwa pochodzenia (jeszcze przed rozpoczęciem prac nad projektem) wniosku zawierającego

informacje określone w pkt 51 EEAG. Władze polskie przedstawiły dodatkowe informacje dotyczące treści wniosku, na podstawie których Komisja stwierdziła zgodność z postanowieniami pkt 51 EEAG.

- (214) Komisja uważa, że w zakresie, w którym nowi wytwórcy energii z OZE nabywali prawo do świadectw pochodzenia, pomoc miała efekt zachęty.
- (215) W odniesieniu do elektrowni wykorzystujących współspalanie Polska wykazała, że koszty operacyjne związane z wykorzystywaniem biomasy są tak wysokie, że bez wsparcia elektrownie powróciłyby do wykorzystywania wyłącznie paliw kopalnych (zob. tabela 6 powyżej). Stanie się tak, ponieważ koszty związane ze stosowaniem biomasy znacznie przekraczają cenę energii elektrycznej na rynku i z tego względu koszt krańcowy stosowania biomasy byłby wyższy niż cena energii elektrycznej, skłaniając wytwórców do zaprzestania wytwarzania energii elektrycznej z biomasy (i przestawienia się na inne paliwa).
- (216) Jak przedstawiono w rozdziale 2.3.3.1 powyżej (w szczególności w motywach 104-108) we wszystkich elektrowniach wodnych w Polsce przeprowadzono remonty w latach 1999-2015. Wybudowano również szereg nowych elektrowni. Z uwagi na fakt, że od 1999 r. w Polsce obowiązywał inny system wsparcia OZE (oparty na mechanizmie zakupu kontyngentu OZE – zob. motyw 106), który zawierał zapewnienie długoterminowego wsparcia wytwórców OZE na określonym poziomie, można stwierdzić, że decyzje o przeprowadzeniu remontów w instalacjach hydroenergetycznych przed 2005 r. oparte były na obecności mechanizmu długoletniego wsparcia. Zatem naturalnym rozwiązaniem było dopuszczenie tych elektrowni do nowego systemu wsparcia, który wprowadzono w 2005 r. jako kontynuację systemu z 1999 r. Bez wsparcia w starych elektrowniach wodnych nie przeprowadzono by remontów, a moc elektrowni wodnych w Polsce uległaby zmniejszeniu. Dlatego też pomoc przyznana tym elektrowniom wodnym miała efekt zachęty.
- (217) Komisja uważa, że zmiana zachowania elektrowni wodnych, w których przeprowadzono remonty po 2005 r., wynikała z wprowadzenia systemu ŚP.
- (218) Na podstawie informacji przekazanych przez Polskę Komisja przyznaje, że pomoc przyznana wytwórcom energii z OZE miała zasadnicze znaczenie dla przeprowadzenia koniecznych inwestycji. Komisja uważa, że pomoc miała efekt zachęty w stosunku do wszystkich beneficjentów, którzy w przypadku braku pomocy nie przeprowadziliby inwestycji.
- (219) System ŚP nie gwarantuje wytwórcom energii z OZE określonej wartości świadectw pochodzenia. Ich wartość ustalana jest przez rynek i kształtowana przez uczestniczące w nim przedsiębiorstwa (zgodnie z wymogami określonymi w pkt 135 EEAG).
- (220) Jak wskazano w rozdziale 3.3.2. Komisja uważa, że polski system ŚP ma zasadnicze znaczenie dla zapewnienia skutecznego wykorzystywania odnawialnych źródeł energii, i w efekcie ogólnym nie powoduje nadmiernej rekompensaty z biegiem czasu i dla poszczególnych technologii i nie zniechęca wytwórców energii odnawialnej do poprawy konkurencyjności. W związku z powyższym Komisja uważa, że wymogi określone w punkcie 136 EEAG zostały spełnione. Komisja zauważa, że ocena opiera się na informacjach odnoszących się do 2012 r. Zwykle Komisja skorzystałaby z najnowszych dostępnych danych (tzn. za rok 2014).

Jednakże, jak wyjaśniono w przypisie 26, najważniejszą zmianą w 2013 i 2014 r. był spadek ceny świadectw pochodzenia. Inne elementy (koszty wytwarzania i ceny energii elektrycznej) zmieniły się w znacznie mniejszym stopniu. Wynika z tego, że zmiana ceny świadectw pochodzenia znacznie zmniejszyła ryzyko nadmiernej rekompensaty w 2013 i 2014 r. Z tego względu Komisja zgadza się z władzami polskimi, że analiza oparta na danych z 2012 r. jest najodpowiedniejsza, ponieważ niewystępowanie nadmiernej rekompensaty w oparciu o te dane oznaczałoby również brak nadmiernej rekompensaty w 2013 i 2014 r.

- (221) Komisja zauważa, że nie są stosowane różne poziomy wsparcia poprzez świadectwa pochodzenia dla technologii spełniających kryteria kwalifikowalności. W ramach obecnie obowiązującego polskiego systemu wsparcia poprzez ŚP nie są stosowane różne poziomy wsparcia (zgodnie z wymogami określonymi w postanowieniach pkt 137 EEAG).
- (222) Komisja zauważa, że zmiany wprowadzone w systemie ŚP w 2015 r., które mają wejść w życie z dniem 1 stycznia 2016 r., mogą być uznane za wprowadzające różne poziomy wsparcia w zależności od technologii poprzez wykluczenie z systemu pomocy starych elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej przekraczającej 5 MW oraz poprzez stosowanie współczynnika w przypadku pomocy dla instalacji wielopaliwowych bez specjalnej oddzielnej instalacji, wraz z pułapem energii elektrycznej, dla której przyznaje się świadectwa pochodzenia (ustalona na podstawie ilości energii elektrycznej wytworzonej przez beneficjenta w latach ubiegłych).
- (223) Władze polskie wyjaśniły, że wprowadzone zmiany wynikają z obserwowanego w Polsce trendu w rozwoju technologii OZE w latach 1999-2015, opartym w znacznym stopniu na współspalaniu biomasy. Polska przyjęła nowe priorytety w krajowej polityce rozwoju OZE i ma zamiar ograniczyć rozwój instalacji współspalania oraz zachęcić do rozwoju innych technologii OZE. Polska podjęła decyzję o ograniczeniu wsparcia dla współspalania biomasy w instalacjach wielopaliwowych bez specjalnej oddzielnej instalacji, aby pokryć zmienne koszty biomasy jako paliwa (wobec utrzymania poprzedniego poziomu energii elektrycznej wytworzonej z biomasy), ale w stopniu niewystarczającym do pokrycia dodatkowych kosztów kapitałowych (aby nie zachęcać do nowych inwestycji w tę technologię).
- (224) Co więcej, Polska ma zamiar zająć się problemem nadwyżki podaży świadectw pochodzenia na rynku. Wraz z wprowadzeniem środków wsparcia dla odbiorców energochłonnych, nadwyżka podaży uległaby zwiększeniu, powodując dalszy spadek ceny świadectw pochodzenia. W tym kontekście Polska podjęła decyzję o ograniczeniu liczby świadectw wydawanych najbardziej rozwiniętym i najszerzej stosowanym technologiom OZE – jak wyjaśniono powyżej, ograniczono wsparcie dla instalacji współspalania, a elektrownie wodne o mocy zainstalowanej przekraczającej 5 MW nie będą już otrzymywać świadectw pochodzenia. W odniesieniu do elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej przekraczającej 5 MW Polska wyjaśniła, że po 1999 r. nie rozpoczęto eksploatacji żadnych nowych elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej przekraczającej 5 MW. Mając na

względnie poprzedni system wsparcia oznacza to, że takie zakłady otrzymywały już wsparcie przez 15 lat<sup>54</sup>.

- (225) Na podstawie wyjaśnień przedstawionych przez Polską Komisja uważa ten zróżnicowany poziom wsparcia, ustanowiony dla instalacji współpalania, za zgodny z wymogami określonymi w pkt 126 EEAG, ponieważ jest to uzasadnione przez konieczność osiągnięcia zróżnicowania, a co za tym idzie, wprowadzenie różnych poziomów wsparcia jest uzasadnione w świetle postanowień pkt 137 EEAG.
- (226) Władze polskie potwierdziły, że zgodnie z ostatnimi zmianami w systemie ŚP, począwszy od 1 stycznia 2016 r. beneficjenci (zakłady o mocy zainstalowanej co najmniej 500 kW) będą podlegały standardowej odpowiedzialności za bilansowanie. Wyeliminowana została również możliwość otrzymania świadectw pochodzenia przez beneficjentów za okresy wytwarzania energii elektrycznej w ujemnych cenach (dłuższe niż sześć kolejnych okresów rozliczeniowych – obecnie odpowiada to 6 kolejnym godzinom). W tym celu władze polskie zastosują średnią ważoną cenę rynku dnia następnego.
- (227) Jeżeli chodzi o ujemne ceny, cena referencyjna, o której mowa w ustawodawstwie krajowym, to „średnie ceny energii elektrycznej wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen energii elektrycznej we wszystkich godzinach dnia dostawy tej energii, zawartych na rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji sesyjnych giełdowych”. Wynika to z faktu, że polski rynek dnia następnego zawiera również część dla transakcji z dwudniowym wyprzedzeniem. Ta część (dla transakcji z dwudniowym wyprzedzeniem) jest bardzo mała (mniej niż 1% wolumenu będącego przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego).
- (228) Polska uzasadniła dokonany przez siebie wybór rynku dnia następnego, a Komisja przyznała, że przy obecnym kształcie polskiego rynku energii elektrycznej rynek dnia następnego wydaje się najodpowiedniejszym odniesieniem.
- (229) Co do zasady, w celu monitorowania cen ujemnych Komisja preferuje rynek zbliżony do rynku w czasie rzeczywistym, ponieważ ceny ujemne z największym prawdopodobieństwem występują z niewielkim wyprzedzeniem, z uwagi na okoliczności trudne do przewidzenia (np. nagły i niespodziewany wzrost siły wiatru). Jednakże w Polsce rynek bieżący funkcjonuje jedynie między 8:00 a 15:30 (nie funkcjonuje zatem w godzinach nocnych, kiedy ryzyko wystąpienia cen ujemnych jest wyższe), a występują ograniczenia ceny ujemnej nałożone na rynek bilansowy (70 PLN/MWh). Jeżeli w przyszłości Polska zmieni kształt swojego rynku energii elektrycznej, Komisja zaleca, by ponownie rozważyć odniesienie dla cen ujemnych, a w możliwie jak największym zakresie wykorzystać do monitorowania cen ujemnych rynek bardziej zbliżony do rynku w czasie rzeczywistym.

---

<sup>54</sup> Nowe elektrownie wodne o mocy zainstalowanej przekraczającej 5 MW, które zostaną oddane do eksploatacji od 1 stycznia 2016 r., będą uprawnione do uzyskania wsparcia w ramach nowego systemu wsparcia dla OZE, ale to zagadnienie pozostaje poza zakresem niniejszej decyzji.

- (230) Z uwagi na to, że Polska uważała, iż wsparcie udzielane za pomocą świadectw pochodzenia nie stanowi pomocy, nie wprowadziła żadnych ograniczeń dotyczących kumulacji wsparcia z pomocą inwestycyjną. Polska przekazała jednak Komisji szczegółowe informacje na temat rodzajów pomocy dostępnych dla wytwórców energii z OZE oraz rezultatów kumulacji pomocy. Polska potwierdziła, że przy przyznawaniu pomocy inwestycyjnej brano pod uwagę przychody z tytułu świadectw pochodzenia, tak aby odpowiednio dostosować poziom pomocy inwestycyjnej i uniknąć nadmiernej rekompensaty wynikającej z kumulacji pomocy. Znajduje to potwierdzenie w danych przedstawionych przez Polskę (zob. w szczególności tabela 5), które pokazują, że kumulacja pomocy operacyjnej w postaci świadectw pochodzenia z innymi formami pomocy (w szczególności pomocą inwestycyjną) nie doprowadziła do nadmiernej rekompensaty. Z powyższego wynika, że po odjęciu pomocy inwestycyjnej od kosztów inwestycyjnych pozostałe koszty w sposób wystarczający uzasadniają przyznanie pomocy operacyjnej w formie świadectw pochodzenia.
- (231) W związku z powyższym Komisja uważa, że wymogi określone w pkt 137 EEAG zostały spełnione.
- (232) Przejrzystość: Zgodnie z postanowieniami pkt 104 EEAG państwa członkowskie muszą zapewnić przejrzystość przyznanej pomocy poprzez opublikowanie określonych informacji w kompleksowej witrynie internetowej poświęconej pomocy państwa. Na podstawie pkt 106 EEAG państwa członkowskie muszą spełnić ten obowiązek z dniem 1 lipca 2016 r. Władze polskie oświadczyły, że wymogi określone w pkt 104-106 EEAG zostaną spełnione.
- (233) W swoim piśmie z 2 września 2014 r. władze polskie potwierdzają, że przepisy dyrektywy 2000/60/WE (ramowej dyrektywy wodnej<sup>55</sup>) są wdrażane do polskiego systemu prawnego głównie poprzez przepisy ustawy Prawo wodne oraz przepisy rozporządzeń wykonawczych do tej ustawy. Postanowienia ramowej dyrektywy wodnej są ponadto transponowane przepisami ustawy o ochronie środowiska oraz ustawy o zbiorowym zaopatrzeniu w wodę i zbiorowym odprowadzaniu ścieków, a także rozporządzeń wykonawczych do tych ustaw. Komisja nie jest jednak przekonana o prawidłowym wdrożeniu dyrektywy i przesłała Polsce uzasadnioną opinię (naruszenie nr 2014/2252). Komisja uważa, że Polska powinna ustanowić odpowiednie ramy umożliwiające właściwym organom przeprowadzenie oceny zapewniającej zgodność z obowiązkami wynikającymi z ramowej dyrektywy wodnej. Osiągnięto pewien postęp w procesie usprawnienia wdrażania, a władze polskie potwierdziły, że będą kontynuować wysiłki na rzecz likwidacji istniejących luk w stosowaniu wyłączeń na mocy ramowej dyrektywy wodnej.
- (234) Komisja przypomina Polsce, że w świetle uzasadnionej opinii dotyczącej wdrażania tej dyrektywy w Polsce (naruszenie nr 2014/2252), nowe zmiany hydromorfologiczne, na przykład nowe elektrownie wodne, finansowane w ramach systemu, muszą spełniać wymogi wyłączeń określone w art. 4 ust. 7 dyrektywy 2000/60/WE. Muszą one być odpowiednio uzasadnione, w szczególności w odniesieniu do oceny wariantów alternatywnych, a także powinny uwzględniać wszystkie niezbędne środki łagodzące. Ponadto Komisja przypomina Polsce, że w

---

<sup>55</sup> Dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej, Dz.U. L 327 z 22.12.2000, s. 1.

przypadku przyznania pomocy instalacjom, które nie spełniają określonych powyżej szczegółowych wymagań, taka pomoc może być uznana za sprzeczną z prawem. W tym kontekście Komisja z zadowoleniem przyjmuje zobowiązanie się przez władze polskie do kontynuowania wysiłków na rzecz zapewnienia pełnej zgodności z dyrektywą.

- (235) Z uwagi na fakt, że odpady wykorzystywane są jako paliwo w niektórych instalacjach wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych<sup>56</sup>, władze polskie potwierdzają, że przestrzegana jest hierarchia odpadów określona w dyrektywie 2008/98/WE<sup>57</sup>, co wynika z przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach, która transponuje dyrektywę 2008/98/WE do polskiego systemu prawnego. W związku z powyższym Komisja uważa, że wymogi określone w pkt 118 EEAG zostały spełnione.
- (236) Zakłócenie konkurencji i test bilansujący: Zgodnie z postanowieniami pkt 90 EEAG Komisja bierze pod uwagę, czy pomoc na cele ochrony środowiska będzie z samej swojej natury zwykle sprzyjać produktom i technologiom przyjaznym dla środowiska, kosztem innych, powodujących większe zanieczyszczenia. Co więcej, skutek pomocy nie będzie w zasadzie traktowany jako nadmierne zakłócenie konkurencji, gdyż jest nierozzerwalnie związany z samym celem pomocy.
- (237) Zgodnie z postanowieniami pkt 116 EEAG Komisja zakłada ograniczony wpływ zakłócający pomocy, o ile spełnione są wszystkie pozostałe warunki. Komisja uważa, że omawiana pomoc na energię ze źródeł odnawialnych nie wywołuje nadmiernych zakłóceń konkurencji i obrotu, ponieważ, co wykazano powyżej, zostały spełnione mające zastosowanie wymogi określone w sekcji 3.3.2.4. EEAG.
- (238) W związku z tym Komisja stwierdza, że zakłócenie konkurencji spowodowane omawianym systemem wsparcia ma charakter ograniczony.
- (239) Komisja oceniła sposób przyznawania pomocy i stwierdziła, że pomoc przyznaje się z chwilą gdy spełniający warunki wytwórcy energii z OZE, którzy rozpoczęli wytwarzanie tego typu energii przed dniem 30 czerwca 2016 r. (data wejścia w życie rozdziału 4 ustawy o OZE), otrzymują świadectwo pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej z OZE (tj. z chwilą gdy wchodzi ona do systemu i rozpoczynają wytwarzanie energii z OZE). Następnie pomoc jest wypłacana w formie świadectw pochodzenia przez okres 15 lat, najpóźniej do 31 grudnia 2035 r. (zob. art. 44 ust. 5). Władze polskie potwierdziły, że program otwarty będzie wyłącznie dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE, które rozpoczęły wytwarzanie przed dniem 30 czerwca 2016 r., w tym instalacji, które już uzyskały świadectwa pochodzenia na podstawie ustawy Prawo energetyczne. Kwota przyznawanej corocznie pomocy będzie uzależniona od wartości świadectw pochodzenia i może ulegać zmianie w zależności od popytu na takie świadectwa (na co wpływ ma obowiązek dotyczący kontyngentu, ustanowiony rozporządzeniem Ministra, oraz wysokość opłaty zastępczej).

---

<sup>56</sup> Polska potwierdziła również, że wsparcie w postaci świadectw pochodzenia przyznawane jest wyłącznie za odnawialną część odpadów.

<sup>57</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy, Dz.U. L 312 z 22.11.2008, s. 3.



- (240) Zgodnie z pkt 131 lit. d) EEAG pomoc operacyjną przyznaje się wyłącznie do czasu pełnej amortyzacji instalacji zgodnie z przyjętymi zasadami rachunkowości. Komisja zgadza się, że okres 15 lat można przyjąć za okres amortyzacji instalacji wytwarzającej energię elektryczną z OZE. W związku z tym przyznawanie świadectw pochodzenia takim instalacjom na okres 15 lat, a w każdym bądź razie do czasu ich pełnej amortyzacji, jest zgodne z EEAG.
- (241) Zgodność z art. 30 i 110 TFUE: Zgodnie z postanowieniami pkt 29 EEAG, jeżeli środek pomocy lub warunki z nim związane (w tym metoda finansowania środka, o ile stanowi ona jego integralną część) wiążą się nierozdzielnie z naruszeniem prawa UE, pomoc nie może zostać uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym. W dziedzinie energii wszelkie opłaty nałożone w celu finansowania środków pomocy państwa muszą być w szczególności zgodne z art. 30 i 110 TFUE. W przypadku systemu ŚP niektóre podmioty (w większości wytwórcy energii elektrycznej) są zobowiązane do zakupu określonego kontyngentu świadectw pochodzenia. Te koszty są następnie przenoszone w większości na użytkowników końcowych, w ramach ich rachunków za energię elektryczną. Kontyngent świadectw pochodzenia, jakie muszą zakupić podmioty objęte obowiązkiem, jest obliczany z uwzględnieniem łącznej ilości odpowiednio sprzedawanej lub zużywanej energii elektrycznej. Z tego względu importowana energia elektryczna wytworzona z OZE jest brana pod uwagę przy obliczaniu kontyngentu na potrzeby umarzania świadectw pochodzenia i jest zatem również obciążona ceną świadectw pochodzenia, mającą zasadniczo funkcję opłaty, przenoszonej ostatecznie na użytkowników końcowych jako dodatkowy koszt obliczany w odniesieniu do ich łącznego zużycia energii elektrycznej. Komisja dokonała zatem weryfikacji zgodności mechanizmu finansowania zgłoszonych środków pomocy z art. 30 i 110 TFUE.
- (242) Aby rozwiązać obawy dotyczące zgodności z art. 30 i 110 TFUE, Polska zaproponowała inwestycje w infrastrukturę, które doprowadzą do wzrostu transgranicznych przepływów energii elektrycznej poprzez zwiększenie zarówno zdolności eksportowej, jak i importowej na zachodniej granicy Polski (zob. motywy 44-52 powyżej). W zakresie projektów już planowanych Polska zaproponowała dodanie nowego projektu, dodatkowej linii wewnętrznej – dwutorowej linii 400 kV Baczyna – Plewiska (ok. 142 km). Linia zostanie zrealizowana w latach 2016-2021 i spowoduje wzrost transgranicznej zdolności przesyłowej na polskim profilu synchronicznym o 500 MW w zakresie eksportu oraz o 1 500 MW w zakresie importu. Szacowany koszt budowy tej linii (ok. [...] mln PLN) znacznie przekracza obliczoną wartość potencjalnej dyskryminacji importowanej energii elektrycznej wytwarzanej z OZE w latach 2005-2015 (całkowita wartość potencjalnej dyskryminacji importowanej energii elektrycznej wytwarzanej z OZE i w elektrowniach CHP w latach 2005-2015 jest szacowana przez władze polskie na poziomie 172 mln PLN).
- (243) Komisja uważa, że inwestycje zaproponowane przez Polskę prawdopodobnie w znaczący sposób poprawią dostępność transgranicznej zdolności przesyłowej dla przesyłów komercyjnych oraz korzystnie wpłyną na import energii elektrycznej wytwarzanej z OZE. Polska wyjaśniła, że nowa dodatkowa linia została zaproponowana obok już planowanych projektów oraz że spowoduje ona wzrost zdolności importowej o około 1 500 MW.

- (244) Ponadto Polska zobowiązała się do otwarcia przyszłego systemu wsparcia OZE<sup>58</sup> w sposób zapewniający pełną zgodność z art. 30 i 110 TFUE. Na podstawie informacji dostarczonych przez władze polskie Komisja stwierdza, że obecnie świadectwa pochodzenia przyznawane są wyłącznie istniejącym instalacjom wytwarzającym energię elektryczną z OZE i wyłącznie do czasu ich pełnej amortyzacji, na okres 15 lat. Ostatnie świadectwa pochodzenia dla instalacji, które rozpoczęły działalność w czerwcu 2016 r. mogą zatem zostać przyznane najpóźniej w czerwcu 2031 r. Większość beneficjentów zaczęła otrzymywać świadectwa pochodzenia już na podstawie ustawy Prawo energetyczne. Ponadto władze polskie wyjaśniły, że zmierza się do stanu, gdzie większość istniejących instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE będzie otrzymywać wsparcie w ramach nowego systemu aukcyjnego, w związku z czym świadectwa pochodzenia uznawane są za środek przejściowy względem instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE o drugorzędnym znaczeniu dla wytwórców energii z OZE. Ponadto Polska wyjaśniła, że nie ma możliwości otwarcia tego systemu wsparcia dla wytwórców OZE z innych państw członkowskich, ponieważ nie wystarczy czasu dla przeprowadzenia takich zmian, oraz że takie otwarcie przewidziane jest w nowym systemie wsparcia OZE<sup>59</sup>.
- (245) W świetle powyższego Komisja uważa, że rozwiązanie zaproponowane przez władze polskie, mające zapobiec potencjalnemu naruszeniu postanowień art. 30 i 110 TFUE, można uznać za odpowiednie.
- (246) Podsumowanie w zakresie zgodności środka z EEAG: W świetle powyższego Komisja stwierdza, że omawiany środek pomocy jest w sposób niezbędny i proporcjonalny ukierunkowany na realizację celu leżącego we wspólnym interesie, zakłócenia konkurencji mają charakter ograniczony, a co za tym idzie pomoc jest zgodna z rynkiem wewnętrznym na podstawie EEAG.

### **3.4. Zgodność z zasadami wspólnego rynku zmniejszenia obciążeń związanych z OZE dla odbiorców energochłonnych**

- (247) Komisja dokonała oceny zgłoszonego systemu pomocy na podstawie postanowień EEAG, w szczególności postanowień sekcji 3.7.2. (Pomoc w postaci ulg w finansowaniu wsparcia na rzecz energii ze źródeł odnawialnych).
- (248) Zgodnie z postanowieniami pkt 185-186 EEAG pomoc należy ograniczyć do sektorów, których konkurencyjna pozycja jest zagrożona z uwagi na koszty związane z finansowaniem wsparcia na rzecz energii ze źródeł odnawialnych ze względu na intensywność zużycia przez nie energii elektrycznej i ich ekspozycję z tytułu transakcji międzynarodowych. W związku z powyższym pomoc można przyznać wyłącznie przedsiębiorstwom, które należą do sektorów wymienionych w załączniku 3 do EEAG. Ponadto zgodnie z postanowieniami pkt 187 EEAG państwa członkowskie mogą nałożyć dodatkowe kryteria dotyczące kwalifikowalności pod warunkiem, że w sektorach kwalifikowalnych beneficjenci będą wybierani w oparciu o obiektywne, niedyskryminacyjne i przejrzyste kryteria,

---

<sup>58</sup> Jest on obecnie przedmiotem oceny w sprawie SA.43697.

<sup>59</sup> Jest on obecnie przedmiotem oceny w sprawie SA.43697.

a pomoc będzie przyznawana zasadniczo w ten sam sposób wszystkim konkurentom w tym samym sektorze, jeśli są w podobnej sytuacji faktycznej.

- (249) Polska potwierdziła, że ulga dla odbiorców energochłonnych będzie przyznawana jedynie w odniesieniu do świadectw pochodzenia (tj. finansowania systemu wsparcia dla energii elektrycznej z OZE). Do uzyskania pomocy kwalifikują się przedsiębiorstwa, które należą do sektorów wymienionych w załączniku 3 do EEAG, pod warunkiem spełnienia określonych kryteriów wyboru, jak wyjaśniono poniżej. Z drugiej strony tylko przedsiębiorstwa, które należą do sektorów wymienionych w załączniku 3 do EEAG są uprawnione do ulgi, której wysokość zależy od współczynnika ich energochłonności.
- (250) Wybór beneficjentów oraz zróżnicowanie intensywności pomocy, do której beneficjenci są uprawnieni, odbywa się na podstawie współczynnika ich energochłonności – dodatkowego wymogu kwalifikowalności, który ma charakter obiektywny, przejrzysty i nie prowadzi do dyskryminacji między przedsiębiorstwami, które znajdują się w podobnej sytuacji faktycznej (zgodnie z postanowieniami pkt 187 EEAG).
- (251) Na podstawie pkt 188 EEAG pomoc uznaje się za proporcjonalną, jeśli beneficjenci pomocy pokrywają co najmniej 15 % dodatkowych kosztów bez ulg. System wprowadzony w Polsce spełnia ten wymóg, a najwyższy poziom ulgi, jaka może zostać przyznana beneficjentom o współczynniku energochłonności wyższym niż 40 %, wynosi 85 %.
- (252) Na podstawie postanowień sekcji 3.2.7. EEAG państwa członkowskie muszą z dniem 1 lipca 2016 r. opublikować określone informacje dotyczące beneficjentów pomocy. Komisja odnotowuje zobowiązanie władz polskich do spełnienia wymogów dotyczących przejrzystości (zob. motyw 232).
- (253) Komisja zauważa, że w Polsce odbiorcy wytwarzający energię na własny użytek de facto odnieśli już korzyść z tytułu zmniejszenia obciążeń związanych z finansowaniem OZE, ponieważ odbiorcy energii elektrycznej uczestniczą w finansowaniu systemu wsparcia OZE w części odpowiadającej ilości energii elektrycznej, którą pobrali z sieci. Władze polskie poinformowały Komisję, że udział procentowy energii elektrycznej pobranej z sieci w całkowitym zużyciu tej energii przez odbiorców wytwarzających energię na własny użytek wynosi średnio 66,25 %, a co za tym idzie udział odbiorców wytwarzających energię na własny użytek w finansowaniu systemu wsparcia OZE wynosi średnio 66,25 %. Co więcej, władze polskie potwierdziły na podstawie danych jednostkowych, że w Polsce energochłonni odbiorcy wytwarzający energię na własny użytek ponoszą minimum 15 % kosztów systemu wsparcia OZE, zaś pozostali odbiorcy wytwarzający energię na własny użytek ponoszą minimum 20 % tych kosztów. Na podstawie tej informacji Komisja stwierdza, że odbiorców wytwarzających energię na własny użytek, którzy skorzystali z takich ulg przed wejściem w życie EEAG w dniu 1 lipca 2014 r., można uznać za przedsiębiorstwa, które mogą utrzymać wkład na finansowanie systemu wsparcia OZE na poziomie co najmniej 20 %, zgodnie z postanowieniami pkt 197 EEAG.
- (254) Obecnie użytkownicy przemysłowi biorą udział w finansowaniu systemu wsparcia OZE wyłącznie w odniesieniu do części zakupionej energii elektrycznej (pobranej z sieci). Polska powiadomiła Komisję, że rozważa wprowadzenie mechanizmu, w którym ci użytkownicy będą zobowiązani do uczestnictwa w

finansowaniu systemu wsparcia OZE również w odniesieniu do części energii elektrycznej wytwarzanej z ich własnych źródeł, jak to ma miejsce w przypadku nabywanej przez nich energii elektrycznej. W przypadku, gdyby władze polskie powzięły informację o nowym odbiorcy wytwarzającym energię na własny użytek, który mógłby zacząć korzystać z ulgi na finansowanie systemu wsparcia OZE po 1 lipca 2014 r., a przed wprowadzeniem wspomnianego mechanizmu, taka sytuacja musiałaby zostać zgłoszona Komisji jako odrębny środek pomocy państwa.

- (255) Polska wyjaśniła, że w polskim prawie nie przewidziano daty końcowej dla zmniejszania obciążeń wynikających z obowiązku certyfikowanego OZE dla odbiorców energochłonnych. Polska wyraziła jednak zgodę na ponowne zgłoszenie środka po upływie 10 lat. Zgodnie z postanowieniami pkt 169 EEAG i na podstawie obecnego zgłoszenia Komisja może zatwierdzić zgłoszony program pomocy na okres 10 lat. Jeżeli Polska wyrazi chęć dalszego stosowania tego systemu pomocy dla odbiorców energochłonnych, powinna dokonać ponownego zgłoszenia tego systemu przed końcem 2025 r.
- (256) Komisja ma świadomość, że Polska zamierza wprowadzić nowy system wsparcia OZE w 2016 r. W tym kontekście Komisja pragnie wyjaśnić, że niniejsza decyzja obejmuje wyłącznie pomoc dla odbiorców energochłonnych związaną z systemem ŚP. W przypadku, gdy Polska będzie chciała przyznać ulgę w finansowaniu nowego systemu wsparcia OZE, taka ulga będzie wymagać oddzielnego zgłoszenia.
- (257) Na podstawie powyższego Komisja stwierdza, że omawiany środek pomocy dla odbiorców energochłonnych jest zgodny z rynkiem wewnętrznym na podstawie EEAG.

#### **4. WNIOSEK**

Komisja wyraża ubolewanie, że Polska wprowadziła w życie system ŚP wspierający wytwórców energii elektrycznej z OZE z naruszeniem postanowień art. 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

Komisja na podstawie niniejszej oceny zdecydowała jednak nie zgłaszać zastrzeżeń co do środków pomocy (zarówno polskiego systemu ŚP w celu wsparcia odnawialnych źródeł energii, jak i zmniejszenia obciążeń związanych z OZE dla odbiorców energochłonnych) z uwagi na fakt, że są one zgodne z rynkiem wewnętrznym na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

Komisja przypomina Polsce, że wszelkie zmiany dotyczące tych środków pomocy wymagają zgłoszenia.

W przypadku, gdyby niniejsze pismo zawierało poufne informacje, które nie powinny być przekazywane osobom trzecim, należy poinformować o tym Komisję w terminie piętnastu dni roboczych od daty jego otrzymania. Jeżeli Komisja nie otrzyma w wyznaczonym terminie uzasadnionego wniosku w tym względzie, uzna to za wyrażenie zgody na ujawnienie osobom trzecim i publikację pełnej treści niniejszego pisma w autentycznej wersji językowej na stronie internetowej:

<http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/index.cfm>.

Wniosek należy przesłać w formie elektronicznej na adres:

European Commission,  
Directorate-General Competition  
State Aid Greffe  
B-1049 Brussels  
[Stateaidgreffe@ec.europa.eu](mailto:Stateaidgreffe@ec.europa.eu)

Z poważaniem  
W imieniu Komisji

Margrethe VESTAGER  
Członek Komisji

**ODPIS UWIERZYTELNIONY**  
W imieniu Sekretarza Generalnego

**Jordi AYET PUIGARNAU**  
Dyrektor Kancelarii  
**KOMISJA EUROPEJSKA**